



TUGAS AKHIR -TE 141599

**PENILAIAN KEANDALAN SISTEM TENAGA LISTRIK
JAWA BAGIAN TIMUR DAN BALI MENGGUNAKAN
FORMULA ANALITIS DEDUKSI DAN SENSITIVITAS
ANALITIS DARI *EXPECTED ENERGY NOT SERVED***

Adibtyo Putro Gumilang
NRP 2215 105 073

Dosen Pembimbing
Dr. Eng. Rony Setyo Wibowo, ST., MT.
Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, ST., M.Sc.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2017



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

FINAL PROJECT -TE 141599

***POWER SYSTEM RELIABILITY ASSESMENT OF EAST
JAVA AND BALI USING ANALYTICAL FORMULA
DEDUCTION AND SENSITIVITY ANALYSIS OF
EXPECTED ENERGY NOT SERVED***

Adibtyo Putro Gumilang
NRP 2215 105 073

Supervisor

Dr. Eng. Rony Setyo Wibowo, ST., MT.
Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, ST., M.Sc.

***ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT
Faculty of Electrical Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2017***

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul **“Penilaian Keandalan Sistem Tenaga Listrik Jawa Bagian Timur dan Bali Menggunakan Formula Analitis Deduksi dan Sensitivitas Analitis dari *Expected Energy Not Served*”** adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka. Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, November 2017

Adibtyo Putro Gumilang

Halaman ini sengaja dikosongkan

**PENILAIAN KEANDALAN SISTEM TENAGA LISTRIK JAWA
BAGIAN TIMUR DAN BALI MENGGUNAKAN FORMULA
ANALITIS DEDUKSI DAN SENSITIVITAS ANALITIS DARI
*EXPECTED ENERGY NOT SERVED***

TUGAS AKHIR

**Diajukan untuk Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada**

**Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Menyetujui:

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II

Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
NIP: 197411292000121001

Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, ST., M.Sc.
NIP: 197007121998021001



Halaman ini sengaja dikosongkan

**PENILAIAN KEANDALAN SISTEM TENAGA LISTRIK JAWA
BAGIAN TIMUR DAN BALI MENGGUNAKAN FORMULA
ANALITIS DEDUKSI DAN SENSITIVITAS ANALITIS DARI
*EXPECTED ENERGY NOT SERVED***

Nama : Adibtyo Putro Gumilang
NRP : 2215105073
Pembimbing : 1. Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
2. Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, ST., M.Sc.

ABSTRAK

Penilaian keandalan sistem tenaga listrik dapat ditinjau dari banyak aspek. Salah satu parameter yang dapat digunakan adalah EENS (*Expected Energy Not Served*). Namun karena beban selalu mengalami peningkatan, sehingga harus diimbangi oleh pembangkitan pada sistem tenaga listrik. Penambahan jumlah dari komponen pada sistem tenaga listrik, mengakibatkan semakin banyak faktor yang mempengaruhi besarnya nilai keandalan dalam hal ini dikhususkan terhadap EENS. Oleh karena itu untuk mempermudah mendapatkan nilai EENS, dibantu dengan simulasi aliran daya optimal untuk mendapatkan nilai DNS pada setiap *state* daya. Kemudian indeks keandalan tersebut digunakan pada subsistem 150kV Krian-Gresik. Subsistem Krian-Gresik memiliki potensi EENS sebesar 397300.8 MWh/tahun. Dengan total kebutuhan energi sebesar $1915.28 \times 8760 = 16777853$ MWh/tahun. Sehingga EENS untuk subsistem 150kV Krian-Gresik bila dinyatakan dalam persen sebesar 2.368%. Untuk melihat pengaruh laju kegagalan maka dihitung sensitivitas EENS terhadap laju kegagalan untuk subsistem 150kV Krian-Gresik. Unit pembangkit GRESIKU54 memiliki nilai sensitivitas yang paling besar. Sehingga apabila unit pembangkit tersebut mengalami pemadaman, maka akan memiliki pengaruh yang cukup besar untuk EENS pada sistem.

Kata Kunci : Indeks keandalan EENS, DNS, Sensitivitas.

Halaman ini sengaja dikosongkan

**POWER SYSTEM RELIABILITY ASSESMENT OF EAST JAVA
AND BALI USING ANALYTICAL FORMULA DEDUCTION AND
SENSITIVITY ANALYSIS OF EXPECTED ENERGY NOT SERVED**

Name : Adibtyo Putro Gumilang

NRP : 2215105073

Supervisor : 1. Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.

2. Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, ST., M.Sc.

ABSTRACT

Reliability assesment on power system can be reviewed on many aspects. One of the parameters in reliability assesment that can be used is EENS (Expected Energy Not Served). But because the load in system always increased, so it must be balanced by the generation of power systems. The addition of the number of components in the power system, resulting in more factors affecting the value of reliability in this case is focused to EENS. Therefore, to make it easier to get EENS value, it is assisted with optimal power flow simulation to get the DNS value on each state. The reliability index is proposed on Krian-Gresik subsystem 150kV. The Krian-Gresik subsystem 150kV has an EENS potential of 397300.8 MWh/year. With total energy requirement of $1915.28 \times 8760 = 16777853$ MWh/year. So EENS for Krian-Gresik subsystem 150kV when expressed in percent is 2,368%. To see the effect of failure rate, then calculated EENS sensitivity to failure rate. The result is unit GRESIKU54 has the greatest sensitivity number. Which mean the outage of generator GRESIKU54 will have the most severe impact on system EENS.

Keyword : Reliability index, EENS, DNS, Sensitivity

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur kehadiran Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat dan hidayah-Nya kepada penulis sehingga dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini dengan tepat waktu. Tugas akhir ini disusun untuk memenuhi syarat untuk menyelesaikan pendidikan Strata-1 pada bidang studi Teknik Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya dengan judul:

PENILAIAN KEANDALAN SISTEM TENAGA LISTRIK JAWA BAGIAN TIMUR DAN BALI MENGGUNAKAN FORMULA ANALITIS DEDUKSI DAN SENSITIVITAS ANALITIS DARI *EXPECTED ENERGY NOT SERVED*

Dengan selesainya Tugas Akhir ini, penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Bapak Dr. Eng. Rony Setyo Wibowo, ST., MT. selaku dosen pembimbing 1 dan bapak Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, ST., M.Sc. selaku dosen pembimbing 2, yang senantiasa membimbing penulis dengan sepenuh hati, berbagi ilmu pengetahuan dengan penulis, dan senantiasa meluangkan waktu untuk penulis.
2. Orang tua penulis yang senantiasa memberikan dukungan berupa doa, semangat dan material yang tak ternilai harganya.
3. Teman-teman LJ 2015 dan S2 yang telah banyak membantu penulis dan memberi dukungan penuh kepada penulis serta telah banyak berbagi ilmu dalam proses pengerjaan Tugas Akhir ini.
4. Devina Rahmawati yang senantiasa memberikan dukungan dan ilmunya tentang tata cara penyusunan buku tugas akhir ini kepada penulis.
5. Teman-teman GW25C, terutama umar, fathur, fajar, tantowi, arbi, hanif, ady, putu, imam, doni dan lain lain, yang senantiasa memberikan hiburan sekaligus ide-ide kepada penulis dalam pengerjaan tugas akhir ini.
6. Teman-teman member LAB PSSSL yang senantiasa berkenan untuk berdiskusi mengenai permasalahan yang terkait dalam pengerjaan tugas akhir ini.

6. Seluruh karyawan dan staff pegawai di Departemen Teknik Elektro – FTE ITS yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu.

Penulis menyadari bahwa pengerjaan Tugas Akhir ini masih jauh dari kata sempurna. Untuk itu penulis memohon maaf atas segala kekurangan dalam penyajian buku Tugas Akhir ini. Semoga Tugas Akhir ini dapat memberikan manfaat bagi kita semua. Demikian yang dapat penulis sampaikan dan penulis sangat berharap adanya masukan guna penyempurnaan Tugas Akhir ini. Terima kasih.

Surabaya, November 2017

Penulis

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	v
HALAMAN PENGESAHAN	vii
ABSTRAK	ix
ABSTRACT	xi
KATA PENGANTAR.....	xiii
DAFTAR ISI.....	xv
DAFTAR GAMBAR.....	xvii
DAFTAR TABEL.....	xix
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Perumusan Masalah.....	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Tujuan.....	2
1.5 Metodologi.....	2
1.6 Sistematika Penulisan	3
1.7 Relevansi	4
BAB II KONSEP DASAR KEANDALAN.....	5
2.1 Pengertian Keandalan	5
2.2 Faktor-Faktor Keandalan	5
2.3 Status Unit Pembangkit	6
2.4 Failure Rate.....	8
2.5 Daya yang Tersedia	9
2.6 LOLP (<i>Loss of Load Probability</i>)	10
2.7 DNS (<i>Demand Not Served</i>)	10
2.7.1 Studi Aliran Daya	10
2.7.2 AC Power Flow	11
2.7.3 DC Power Flow	14
2.7.4 OPF (<i>Optimal Power Flow</i>)	14
2.7.5 OPF (<i>Optimal Power Flow</i>) Arus Searah.....	17
2.8 EENS (<i>Expected Energy Not Served</i>).....	18
2.9 Sensitivitas EENS Terhadap Laju Kegagalan	20
BAB III SISTEM TENAGA LISTRIK 150KV WILAYAH JAWA	
BAGIAN TIMUR.....	23
3.1 Sistem Kelistrikan	23
3.2 Pembangkit di Wilayah Jawa Bagian Timur.....	24

3.3 Ketersediaan (<i>Availability</i>) Pembangkit di Wilayah Subsistem 150kV Krian-Gresik.	25
3.4 Data Bus di Wilayah Subsistem 150kV Krian-Gresik.	26
3.5 Data Saluran 150kV Pada Wilayah Subsistem Krian-Gresik	27
3.6 Data <i>Individual Probability</i>	28
BAB IV SIMULASI SISTEM DAN ANALISA	33
4.1 Simulasi DC <i>Optimal Power Flow</i> Pada Subsistem 150kV Krian-Gresik	33
4.2 Simulasi DNS (<i>Demand Not Served</i>)	35
4.3 Analisa EENS (<i>Expected Energy Not Served</i>).....	40
4.4 Perhitungan manual EENS (<i>Expected Energy Not Served</i>)	40
4.5 Analisa Sensitivitas EENS Terhadap Laju Kegagalan	42
4.6 Cara Meningkatkan Keandalan Sistem.....	45
BAB V PENUTUP	47
5.1 Kesimpulan.....	47
5.2 Saran.....	47
DAFTAR PUSTAKA	49
LAMPIRAN A	51
RIWAYAT HIDUP	73

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Diagram Kesiapan Peralatan Dalam Satu Tahun	7
Gambar 2.2	Diagram Impedansi Sistem 3 Bus	11
Gambar 2.3	Diagram Admitansi Sistem 3 Bus	11
Gambar 3.1	Sistem Kelistrikan Krian-Gresik 150kV	23
Gambar 4.1	Grafik Kurva Beban.....	40

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Pembangkit yang Terhubung ke Sistem 150kV	24
Tabel 3.2 Data Availability dan Repair Time dari Pembangkit yang Terhubung ke Subsistem 150kV Krian-Gresik	25
Tabel 3.3 Beban Sistem 150kV di Jawa Bagian Timur	26
Tabel 3.4 Data Saluran Subsistem 150kV Krian-Gresik	27
Tabel 3.5 <i>Individual Probability</i>	29
Tabel 4.1 Simulasi DC Optimal Power Flow Pada Matpower	33
Tabel 4.2 Besarnya Pembangkitan Saat Semua Unit Beroperasi	35
Tabel 4.3 Besarnya Pdemand dan DNS dari Bus Beban Pada Contoh Pertama	36
Tabel 4.4 Besarnya Pembangkitan Saat Beberapa Unit Tidak Beroperasi	37
Tabel 4.5 Besarnya Pdemand dan DNS Dari Bus Beban Pada Contoh Kedua	38
Tabel 4.6 Kapasitas Pembangkit dan Indiv. Probability.....	41
Tabel 4.7 Laju Kegagalan Pada Setiap Unit Pembangkit.....	42
Tabel 4.8 Hasil Perhitungan A dan B	43
Tabel 4.9 Sensitivitas EENS Terhadap Laju Kegagalan	44

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB I

PENDAHULUAN

Pada bab ini akan dibahas mengenai latar belakang dari Tugas Akhir. Berdasarkan latar belakang tersebut dapat dirumuskan permasalahan, batasan masalah dan tujuan. Selanjutnya juga akan dibahas mengenai metodologi, sistematika penulisan dan relevansi dari Tugas Akhir yang dikerjakan.

1.1 Latar Belakang

Semakin berkembangnya kebutuhan masyarakat akan tenaga listrik pada wilayah Jawa Timur dan Bali membuat perkembangan sistem tenaga listrik tersebut semakin dinamis. Pada wilayah Jawa Timur dan Bali terdapat 6 subsistem, yakni subsistem Bali, subsistem Krian-Gresik, subsistem Paiton-Grati, subsistem Ngimbang, subsistem Krian (IBT 3&4), dan subsistem Kediri. Dikarenakan ruang lingkup yang luas, maka sampel hanya diambil pada salah satu subsistem. Dalam wilayah sistem tenaga listrik terjadi perkembangan tenaga listrik, yakni berupa penambahan pembangkit listrik dan sistem transmisi. Penambahan pembangkit listrik akan menyebabkan perubahan-perubahan pada kegiatan operasi sistem. Pengaruh perubahan pada kegiatan operasi tersebut diantaranya adalah pengaruh keandalan pada pembangkitan.

Keandalan sistem tenaga listrik merupakan tolak ukur unjuk kerja dari suatu sistem pembangkit sekaligus sebagai tingkat jaminan pasokan energi listrik. Salah satu penilaian keandalan pada sistem tenaga listrik yakni, EENS (*Expected Energy Not Served*) pada sistem. Untuk meninjau EENS diperlukan data ketersediaan (*availability*), dan lama waktu pemadaman dalam batas waktu tertentu. *Availability* pada sebuah pembangkit adalah fungsi dari jaminan ketersediaan pembangkit saat dibutuhkan untuk memenuhi kebutuhan beban. Nilai EENS (*Expected Energy Not Served*) harus dipertimbangkan untuk menjamin tingkat keandalan dari sistem kedepannya.

EENS (*Expected Energy Not Served*) adalah ekspektasi dari sebuah sistem tenaga listrik yang tidak bisa memenuhi atau melayani beban sistem. Hal tersebut dikarenakan besar nilai pembangkitan kurang dari besar nilai pembebanan pada kurun waktu satu tahun, yang dinyatakan dalam MWh per tahun. Metode EENS (*Expected Energy Not Served*) dapat dikembangkan untuk mendapatkan penilaian keandalan yang lebih

efektif dengan menggunakan formula analitis deduksi dan sensitivitas. Nilai yang didapatkan dari analitis deduksi akan digunakan untuk menghitung nilai sensitivitas EENS (*Expected Energy Not Served*) terhadap laju kegagalan sehingga dapat dijadikan pertimbangan untuk meningkatkan keandalan dari sistem tenaga listrik.

1.2 Perumusan Masalah

Adapun perumusan masalah yang diselesaikan dari Tugas Akhir ini yaitu penilaian keandalan sistem tenaga listrik Jawa bagian Timur dengan mencari nilai sensitivitas dari EENS (*Expected Energy Not Served*) melalui analitis deduksi.

1.3 Batasan Masalah

Pada Tugas Akhir ini terdapat beberapa batasan masalah diantaranya meliputi:

1. *Plant* yang digunakan pada Tugas Akhir ini, yaitu sistem transmisi subsistem 150kV Krian-Gresik.
2. Faktor *derating* dari setiap pembangkit tidak disertakan.
3. Asumsi besarnya beban untuk setiap bus tetap, selama 8760jam.
4. Tidak dilakukan analisa mengenai *cost analysis*, *management analysis*, maupun *maintenance analysis*.
5. Indeks keandalan yang digunakan sebagai parameter adalah EENS (*Expected Energy Not Served*) dengan mencari nilai sensitivitas terhadap laju kegagalan melalui analitis deduksi.

1.4 Tujuan

Tujuan dari Tugas Akhir ini yaitu untuk mencari nilai sensitivitas dari EENS (*Expected Energy Not Served*) pada unit pembangkit yang terdapat pada sistem transmisi 150kV terhadap laju kegagalan pada subsistem 150kV Krian-Gresik.

1.5 Metodologi

Metodologi yang digunakan dalam pelaksanaan Tugas Akhir ini antara lain meliputi:

1. Studi literatur

Studi literatur dilakukan untuk mencari bahan pembahasan yang berhubungan dengan judul Tugas Akhir melalui media elektronik (*internet*) dan media cetak (buku/paper). Beberapa

hal yang dipelajari diantaranya yaitu teori-teori keandalan, EENS, dan sensitivitas EENS.

2. **Pengumpulan Data**

Pengumpulan data yang dilakukan berupa struktur jaringan transmisi Jawa bagian Timur, besarnya pembangkitan, waktu perbaikan rata-rata, dan beban yang ada di jaringan transmisi Jawa bagian Timur.

3. **Pengolahan Data**

Data yang diperoleh kemudian diolah untuk dilakukan perhitungan nilai laju kegagalan dan nilai indeks keandalan pada setiap pembangkit, berdasarkan laju kegagalan dan waktu perbaikan pembangkit dalam jaringan dengan bantuan MATLAB menggunakan metode analitis deduksi dan sensitivitas terhadap laju kegagalan.

4. **Analisa Data**

Analisa data dilakukan terhadap hasil perhitungan nilai EENS (*Expected Energy Not Served*) dengan metode analitis deduksi untuk dihitung sensitivitasnya dengan laju kegagalan. Sehingga didapat nilai sensitivitas EENS (*Expected Energy Not Served*) terhadap laju kegagalan dalam subsistem 150kV Krian-Gresik.

5. **Penyusunan Buku Tugas Akhir**

Penyusunan buku Tugas Akhir ini nantinya akan berupa buku yang tersusun dari beberapa bab yaitu pendahuluan, teori penunjang, subsistem 150kV Krian-Gresik, simulasi sistem dan analisa, dan penutup.

1.6 Sistematika Penulisan

Pembahasan Tugas Akhir ini akan dibagi menjadi lima bab dengan sistematika sebagai berikut:

BAB I : PENDAHULUAN

Bab I berisi latar belakang, perumusan masalah, batasan masalah, tujuan, metodologi, sistematika penulisan, dan relevansi.

BAB II : KONSEP DASAR KEANDALAN

Bab II berisi tentang konsep dasar dari keandalan, faktor keandalan, status unit pembangkit, daya yang tersedia, FOR (*Forced Outage Rate*), EENS (*Expected*

Energy Not Served), *DNS (Demand Not Served)* dan sensitivitas EENS terhadap laju kegagalan.

BAB III : SISTEM TENAGA LISTRIK 150KV WILAYAH JAWA BAGIAN TIMUR

Bab III menjelaskan sistem tenaga listrik 150kV Jawa bagian Timur yang dikhususkan yakni subsistem 150kV Krian-Gresik.

BAB IV : SIMULASI SISTEM DAN ANALISA

Bab IV berisi tentang pembahasan hasil dan analisa dari simulasi yang sudah dilakukan berdasarkan data pada bab III.

BAB V : PENUTUP

Bab V berisi tentang kesimpulan dan saran dari hasil analisa perhitungan yang telah dilakukan.

1.7 Relevansi

Dengan diselesaikannya Tugas Akhir ini diharapkan nantinya hasil dari penerapan metode analitis deduksi dan sensitivitas tersebut dapat digunakan untuk menghitung nilai sensitivitas EENS (*Expected Energy Not Served*) terhadap laju kegagalan pada sistem tenaga listrik yang ada di Indonesia. Sehingga dengan mengetahui perkiraan sisa cadangan energi dengan pertumbuhan beban yang semakin besar, maka prediksi untuk kebutuhan menurunkan nilai EENS dapat dilakukan lebih mudah, dengan cara memperkecil nilai laju kegagalan untuk unit pembangkit yang memiliki sensitivitas paling besar.

BAB II

KONSEP DASAR KEANDALAN

Pada bab ini akan membahas mengenai konsep dasar keandalan yang digunakan dalam pelaksanaan Tugas Akhir. Selain itu juga akan dibahas mengenai teori pendukung untuk mengolah data pada sistem tenaga listrik agar dapat digunakan pada perhitungan dan simulasi sistem tenaga listrik.

2.1 Pengertian Keandalan

Keandalan merupakan peluang dari suatu peralatan untuk beroperasi seperti yang direncanakan dengan baik dalam selang waktu tertentu dan berada dalam suatu kondisi operasi tertentu. Pengamatan terhadap kondisi operasi suatu komponen sistem tenaga listrik yang dilakukan dalam selang waktu tertentu, pada umumnya dalam kurun waktu satu tahun. Konsep keandalan terdapat istilah ketersediaan (*availability*) dan ketidaktersediaan (*unavailability*) yang merupakan hasil dari pengamatan dalam selang waktu tertentu terhadap suatu kondisi operasi dalam sistem tenaga [1].

Ketersediaan dalam hal ini merupakan perbandingan antara waktu total suatu sistem tenaga listrik dalam selang waktu tertentu ketika beroperasi dengan baik seperti yang direncanakan terhadap waktu total pengamatan. Sedangkan ketidaktersediaan merupakan perbandingan antara waktu total sistem tenaga listrik yang tidak beroperasi terhadap waktu total pengamatan.

Indeks keandalan EENS (*Expected Energy Not Served*) merupakan perkalian probabilitas dan daya yang tidak tersuplai dengan lamanya waktu total pengamatan. Umumnya waktu total pengamatan suatu sistem tenaga listrik yakni 1 tahun maka jika dihitung dalam satuan waktu jam didapat sebesar 8760 jam [1].

2.2 Faktor-Faktor Keandalan

Faktor-faktor yang mempengaruhi indeks keandalan dalam suatu sistem tenaga listrik sesuai standar IEEE P1366 antara lain: [2]

- a. Pemadaman/*Interruption of Supply*.

Terhentinya pelayanan terhadap satu atau lebih, akibat dari salah satu atau lebih komponen mendapat gangguan.

b. Keluar/*Outage*.

Keadaan dimana suatu komponen tidak dapat berfungsi sebagaimana mestinya, diakibatkan karena beberapa peristiwa yang berhubungan dengan komponen tersebut. Suatu *outage* dapat atau tidak dapat menyebabkan pemadaman, hal ini masih tergantung pada konfigurasi sistem.

c. Lama keluar/*Outage Duration*.

Periode dari saat permulaan komponen mengalami *outage* sampai saat dapat dioperasikan kembali sesuai dengan fungsinya.

d. Lama pemadaman/*Interruption Duration*.

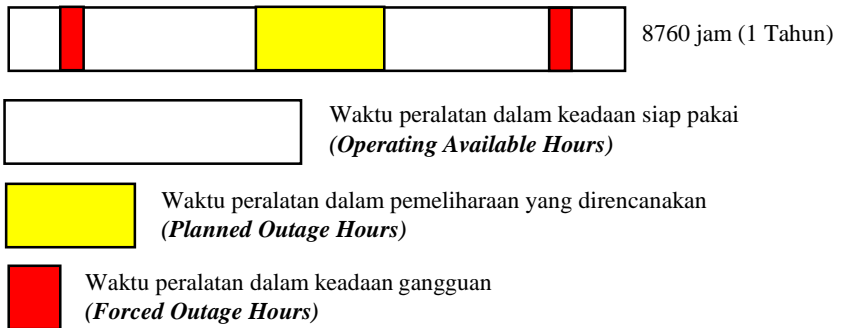
Waktu dari saat permulaan terjadinya pemadaman sampai saat menyala kembali.

e. Selang waktu pengamatan.

Selang waktu pengamatan adalah total waktu yang diamati pada suatu peralatan atau komponen sistem tenaga. Peninjauan dari sistem tenaga biasanya menggunakan periode satu tahun. Peninjauan-peninjauan yang dilakukan terhadap peralatan dinilai dalam ukuran per tahun dan dianggap berlaku selama satu tahun, meskipun pengambilan datanya dilakukan dalam selang waktu lebih dari satu tahun. Oleh karena itu, perhitungan keandalan dinilai dalam ukuran pertahun.

2.3 Status Unit Pembangkit

Dalam memenuhi kebutuhan beban yang selalu fluktuatif kondisi pembangkit benar-benar dituntut baik. Status unit pembangkit menjadi sangat diperhatikan agar kebutuhan beban tetap tercukupi. Pembangkit yang direncanakan tersedia untuk operasi dalam sistem ada kemungkinan mengalami pemadaman (*Forced Outage*) maka besarnya cadangan daya tersedia sesungguhnya merupakan ukuran keandalan operasi sistem. Peralatan dalam sistem tenaga listrik perlu dipelihara secara periodik. Penundaan pemeliharaan akan memperbesar kemungkinan rusaknya peralatan. Oleh karena itu, jadwal pemeliharaan peralatan harus ditaati. Pemeliharaan yang teratur selain memperpanjang umur ekonomis peralatan juga mempertinggi keandalan peralatan. Jika memperhatikan Gambar 2.1 maka pemeliharaan dapat memperkecil nilai *Forced Outage Hours* yang berarti dapat diandalkan bagi kepentingan operasi.



Gambar 2.1 Diagram Kesiapan Peralatan Dalam Satu Tahun [1]

Jika angka *Forced Outage Hours*, *Planned Outage Hours* dan *Operating Available Hours* masing-masing dibagi dengan 8760 jam, maka akan didapat nilai *Forced Outage Factor* (FOF), *Planned Outage Factor* (POF) dan *Operating Availability Factor* (OAF) untuk satu tahun. Adapun yang dimaksud dengan status unit pembangkit adalah status operasi suatu unit pembangkit dalam pengoperasian suatu sistem pembangkit. Berikut di bawah ini merupakan macam-macam status pembangkit:

- Durasi Siap (*Available Hours*, AH)**
Merupakan jumlah durasi suatu unit dalam keadaan siap dioperasikan dalam periode operasinya.
- Durasi Operasi (*Service Hours*, SH)**
Jumlah durasi unit pembangkit beroperasi yang tersambung ke jaringan transmisi, baik pada kondisi normal maupun kondisi pengurangan kapasitas unit (*derating*)
- Durasi Periode Operasi (*Periode Hours*, PH)**
Jumlah durasi total dari semua status operasi unit
- Total Durasi Operasi (*Total Operating Hours*, TOH)**
Jumlah durasi dimana setiap unit siap beroperasi dengan kapasitas pembangkitan secara penuh.
- Durasi Keluar Paksa Sebagian (*Forced Partial Outage Hours*, FPOH)**
Jumlah durasi pelepasan yang disebabkan oleh kegagalan (gangguan) peralatan atau kondisi keluar paksa yang mengharuskan pembebanan pada unit pembangkit diturunkan

- f. Durasi Keluar Terencana Sebagian (*Schedule Partial Outage Hours*, SPOH)
Jumlah durasi pelepasan yang disebabkan oleh kegagalan peralatan atau kondisi yang terencana dan mengharuskan pembebanan unit pembangkitan diturunkan.
- g. Jumlah Durasi Keluar Ekonomis (*Total Economy Outage Hours*, TEOH)
Jumlah durasi suatu unit dikeluarkan dari operasi karena alasan ekonomis penggunaan pembangkit.
- h. Durasi Keluar Paksa (*Forced Outage Hours*, FOH)
Jumlah durasi suatu unit yang mengalami gangguan paksa. Gangguan paksa disebabkan oleh gangguan peralatan yang diharuskan lepas dari sistem.
- i. Durasi Keluar Pemeliharaan (*Maintance Outage Hours*, MOH)
Jumlah durasi pelepasan unit dari sistem untuk melakukan pekerjaan pemeliharaan
- j. Durasi Keluar Terencana (*Planned Outage Hours*, POH)
Jumlah durasi pelepasan unit dari sistem untuk melakukan pemeriksaan atau turun mesin sebagian besar peralatan utama.
- k. Daya Mampu Netto (DMN)
Kapasitas maksimum unit pembangkit yang beroperasi terus menerus dalam keadaan stabil dan aman setelah dikurangi kapasitas pemakaian sendiri.

2.4 Failure Rate

Failure rate (Laju kegagalan) adalah frekuensi pada suatu sistem peralatan atau komponen mengalami kegagalan, yang dinyatakan dalam jumlah kegagalan dibagi dengan waktu tertentu. Laju kegagalan umumnya disimbolkan dengan huruf λ (*lambda*) dan sangat sering digunakan dalam penilaian keandalan

Laju kegagalan sangat bergantung pada periode waktu penilaian yang ditetapkan untuk masing-masing sistem peralatan atau komponen. Semakin sering suatu peralatan mengalami kegagalan pada periode waktu tersebut, maka laju kegagalan dari peralatan tersebut akan meningkat.

Laju kegagalan biasanya dinotasikan dalam jumlah kegagalan dibagi dengan waktu peralatan tersebut bekerja. Dalam hal ini, umumnya periode waktu laju kegagalan pada pembangkit dinyatakan dalam jam. Sebagai contoh pembangkit A mengalami 5 kali kegagalan dalam kurun waktu 1

tahun. Maka 1 tahun = 8760 jam. Sehingga dapat dituliskan sebagai berikut:

$$\frac{5 \text{ kegagalan}}{8760 \text{ jam}} = 0.0005707 \frac{\text{kegagalan}}{\text{jam}} = 570.7 \times 10^{-6} \frac{\text{kegagalan}}{\text{jam}}$$

Besarnya laju kegagalan bisa didapatkan melalui hubungan antara ketersediaan (*availability* atau α) dengan laju perbaikan (μ) dari pembangkit tersebut, ditunjukkan oleh Persamaan (2.1).

$$\alpha_k = \frac{\mu_k}{\lambda_k + \mu_k} \quad (2.1)$$

2.5 Daya yang Tersedia [1]

Pada daya tersedia dalam sistem tenaga listrik harus cukup untuk melayani kebutuhan tenaga listrik dari konsumen. Daya tersedia tergantung kepada daya terpasang unit-unit pembangkit dalam sistem dan juga tergantung kepada kesiapan operasi unit-unit tersebut. Berbagai faktor seperti gangguan kerusakan dan pemeliharaan rutin menyebabkan unit pembangkit menjadi tidak siap beroperasi.

Cadangan daya yang tersedia dan besar kecilnya nilai FOR (*Forced Outage Rate*) unit-unit pembangkit yang beroperasi dalam selang waktu satu tahun sangat mempengaruhi keandalan sistem pembangkit. Semakin kecil nilai FOR semakin menjamin ketersediaan cadangan daya sistem, hal ini berarti keandalan sistem akan semakin tinggi. Tingkat jaminan tersedianya (*availability*) daya dalam sistem bergantung kepada beberapa faktor dibawah ini, yaitu:

- Besarnya nilai FOR (*Forced Outage Rate*) unit-unit pembangkit yang beroperasi dalam waktu satu tahun.
- Besarnya cadangan daya yang tersedia (*availability*) dalam sistem.

FOR (*Forced Outage Rate*) didefinisikan sebagai ukuran sering tidaknya unit-unit pembangkit mengalami gangguan dan dapat dinyatakan dalam rumus sebagai berikut:

$$\text{Unavailability (FOR)} = \frac{\sum U_t}{\sum U_t + \sum U_b} \quad (2.2)$$

$$\text{Availability (1-FOR)} = \frac{\sum U_b}{\sum U_b + \sum U_t} \quad (2.3)$$

Keterangan:

U_t : jam unit terganggu

U_b : jam unit beroperasi

2.6 LOLP (*Loss of Load Probability*) [3]

Tingkat keandalan merupakan salah satu hal yang vital dalam penyaluran tenaga listrik. Sistem distribusi yang handal akan menjamin tingkat kontinuitas pelayanan pada sistem transmisi. Nilai keandalan dapat dihitung dengan menggunakan indeks LOLP atau *Loss of Load Probability* (probabilitas kehilangan beban) dan indeks EENS atau *Expected Energy Not Served* (ekspektasi energi yang tidak terlayani).

Loss of Load Probability adalah indeks level resiko dalam mengoperasikan sistem tenaga listrik. Tingkat keandalan yang tinggi dapat diperoleh dengan level resiko yang rendah atau kecil. Ukuran keandalan dinyatakan dalam hari pertahun, beban sistem akan sama, lebih besar, atau lebih rendah dari kapasitas sistem yang tersedia. Perhitungan dilihat dari data unit pembangkit yang terdiri dari kapasitas pembangkit dan *Force Outage Rate* (FOR), dan dapat dihitung probabilitas kapasitas *outage* komulatif dengan menghitung probabilitas kapasitas *outage* individunya terlebih dahulu, kemudian baru didapatkan tabel probabilitas kehilangan beban.

2.7 DNS (*Demand Not Served*)

DNS (*Demand Not Served*) adalah kondisi saat beban tidak terlayani pada suatu sistem karena kapasitas yang tersedia tidak dapat memenuhi permintaan beban [1]. Untuk mengetahui besarnya nilai DNS (*Demand Not Served*) diperlukan simulasi pembangkitan setiap pembangkit dan beban disetiap bus.

Pada Tugas Akhir ini perhitungan DNS (*Demand Not Served*) diujikan dengan mematikan salah satu pembangkit. Kemudian apabila permintaan beban lebih besar dibanding pembangkitan, maka akan terjadi pelepasan beban. Selanjutnya beban yang dilepaskan oleh sistem disebut *Demand Not Served*.

2.7.1 Studi Aliran Daya [4]

Simulasi yang dimaksud pada Subbab (2.6) adalah dengan studi aliran daya. Studi aliran daya digunakan untuk melakukan pembagian pembebanan pada pembangkit – pembangkit yang terhubung dalam sistem interkoneksi dengan memperhitungkan aliran daya pada saluran untuk memenuhi beban sistem. Pada sistem tenaga terdapat tiga jenis bus diantaranya yaitu:

1. *Slack bus*

Pada *slack bus*, nilai tegangan (V) dan sudut tegangan (θ) adalah 0 dan nilainya tetap. Sehingga *slack bus* dijadikan sebagai referensi.

2. *Generator bus*

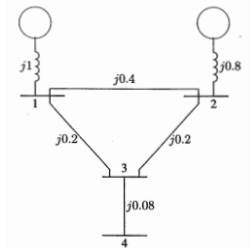
Pada *generator bus*, besaran yang diketahui adalah daya aktif (P) dan nilai tegangan generator (V). Bus ini dapat disebut sebagai *voltage controlled bus* karena nilai tegangan fasa pada bus ini nilainya konstan.

3. *Load bus*

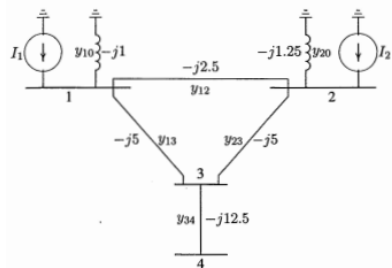
Pada *load bus*, besaran yang diketahui daya aktif (P) dan daya reaktif (Q).

2.7.2 AC Power Flow [4]

Sebagai contoh perhitungan aliran daya untuk sistem 3 bus menggunakan matriks admitansi bus ditunjukkan sebagai berikut:



Gambar 2.2 Diagram Impedansi Sistem 3 Bus



Gambar 2.3 Diagram Admitansi Sistem 3 Bus

Selanjutnya dengan diagram impedansi dan diagram admitansi yang ditunjukkan pada Gambar 2.2 dan Gambar 2.3 dan dengan menerapkan hukum *kirchhoff* arus pada setiap titik (*node*) maka didapatkan:

$$\begin{aligned} I_1 &= (y_{10} + y_{12} + y_{13})V_1 - y_{12}V_2 - y_{13}V_3 \\ I_2 &= -y_{12}V_1 + (y_{20} + y_{12} + y_{13})V_2 - y_{13}V_3 \\ 0 &= -y_{13}V_1 - y_{23}V_2 + (y_{13} + y_{23} + y_{34})V_3 - y_{34}V_4 \\ 0 &= -y_{34}V_3 + y_{34}V_4 \end{aligned} \quad (2.4)$$

Dengan admitansi yang digunakan sebagai berikut:

$$\begin{aligned} Y_{11} &= y_{10} + y_{12} + y_{13} \\ Y_{22} &= y_{20} + y_{12} + y_{23} \\ Y_{33} &= y_{13} + y_{23} + y_{34} \\ Y_{44} &= y_{34} \\ Y_{12} &= Y_{21} = -y_{12} \\ Y_{13} &= Y_{31} = -y_{13} \\ Y_{23} &= Y_{32} = -y_{13} \\ Y_{34} &= Y_{43} = -y_{34} \end{aligned} \quad (2.5)$$

Sehingga persamaan hukum *kirchhoff* arus pada setiap *node* dapat ditulis:

$$\begin{aligned} I_1 &= Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 + Y_{13}V_3 + Y_{14}V_4 \\ I_2 &= Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 + Y_{23}V_3 + Y_{24}V_4 \\ I_3 &= Y_{31}V_1 + Y_{32}V_2 + Y_{33}V_3 + Y_{34}V_4 \\ I_4 &= Y_{41}V_1 + Y_{42}V_2 + Y_{43}V_3 + Y_{44}V_4 \end{aligned} \quad (2.6)$$

Dengan mengasumsikan untuk bus sistem sebanyak n , persamaan diatas dapat dibentuk dalam matriks, sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_i \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1i} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2i} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & \cdots & Y_{ii} & \cdots & Y_{in} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{ni} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_i \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

$$I_{bus} = Y_{bus}V_{bus} \quad (2.8)$$

Menggunakan matriks admitansi, nilai tegangan dan sudut tegangan dapat dihitung aliran daya dengan metode Gauss Seidel, Newton Rhapson, Fast Decouple, dan lain sebagainya. Sebagai contoh akan dijelaskan mengenai metode Fast Decouple.

Pada Metode Fast Decouple terdapat beberapa asumsi, hal ini bertujuan untuk mempercepat dan menyederhanakan perhitungan aliran daya. Beberapa asumsi pada metode ini adalah sebagai berikut:

1. Perubahan daya aktif sistem hampir tidak berpengaruh terhadap perubahan magnitudo tegangan, namun sangat berpengaruh terhadap perubahan sudut fasa.

$$\frac{\partial P_i}{\left(\frac{\partial |E_k|}{|E_k|}\right)} = 0 \quad (2.9)$$

2. Perubahan daya reaktif sistem sangat berpengaruh terhadap perubahan magnitudo tegangan, namun hampir tidak berpengaruh terhadap perubahan sudut fasa.

$$\frac{\partial \theta_i}{\partial \theta_k} = 0 \quad (2.10)$$

3. Perbedaan sudut tegangan bus yang sangat kecil mendekati nol, maka

$$\sin(\theta_i - \theta_k) \cong 0 \quad (2.11)$$

$$\cos(\theta_i - \theta_k) \cong 1 \quad (2.12)$$

4. Jaringan transmisi umumnya memiliki perbandingan X/R yang tinggi, dengan demikian

$$G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) \ll B_{ik} \quad (2.13)$$

$$Q_i \ll B_{ii} |E_i|^2 \quad (2.14)$$

$$-B_{ik} = -\frac{1}{x_{ik}} \quad (2.15)$$

Berdasarkan asumsi-asumsi diatas, maka elemen N dan J pada matriks Jacobian dapat diabaikan:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & 0 \\ 0 & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \frac{\Delta |E_k|}{|E_k|} \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Sehingga diperoleh persamaan berikut:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} = -|E_i| |E_k| B_{ik} \quad (2.17)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\left(\frac{\partial |E_k|}{|E_k|}\right)} = -|E_i| |E_k| B_{ik} \quad (2.18)$$

$$\Delta P_i = -|E_i||E_k|B_{ik}\Delta\theta_k \quad (2.19)$$

$$\Delta Q_i = -|E_i||E_k|B_{ik}\frac{\Delta|E_k|}{|E_k|} \quad (2.20)$$

Dengan asumsi nilai $|E_k| \cong 1$, dan kedua persamaan dibagi dengan $|E_i|$, maka:

$$\frac{\Delta P_i}{|E_i|} = -B_{ik}\Delta\theta_k \quad (2.21)$$

$$\frac{\Delta Q_i}{|E_i|} = -B_{ik}\Delta|E_k| \quad (2.22)$$

Kemudian dari Persamaan (2.21) dan Persamaan (2.22) dijadikan dalam bentuk matriks, menjadi persamaan umum Fast Decouple

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta P_1}{|E_1|} \\ \frac{\Delta P_2}{|E_2|} \\ \vdots \end{bmatrix} = [B'] \begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \Delta\theta_2 \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_1}{|E_1|} \\ \frac{\Delta Q_2}{|E_2|} \\ \vdots \end{bmatrix} = [B''] \begin{bmatrix} \Delta|E_1| \\ \Delta|E_2| \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

2.7.3 DC Power Flow

Untuk lebih menyederhanakan perhitungan aliran daya, perhitungan daya reaktif dan *magnitude* tegangan dapat diabaikan [5]. Sehingga perhitungan menjadi perhitungan aliran daya *linear* non-iterasi. Pada perhitungan aliran daya arus searah, *magnitude* tegangan diasumsikan bernilai 1.0 pu. Sehingga bentuk persamaan menjadi:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \end{bmatrix} = [B'] \begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \Delta\theta_2 \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

2.7.4 OPF (Optimal Power Flow) [6]

Hasil dari perhitungan OPF (*Optimal Power Flow*) yaitu berupa pembagian pembangkitan yang juga memperhitungkan aliran daya dengan total biaya minimal. OPF (*Optimal Power Flow*) juga memiliki peranan penting dalam sistem operasi pembangkitan untuk perencanaan jangka panjang maupun penjadwalan harian.

Untuk mendapatkan hasil dari perhitungan OPF (*Optimal Power Flow*) terdapat beberapa teknik optimasi, antara lain metode *Newton*, *Non-*

Linear Programming (NLP), *quadratic programming*, *linear programming*, dan metode dekomposisi. Namun metode-metode tersebut hanya dapat mencapai nilai *local minima* dan gagal mencapai nilai *global minima*. Algoritma *revolusioner* kemudian digunakan untuk menyelesaikan OPF, seperti *differential evolution*, *modified differential evolution*, *tabu search*, *evolutionary programming*, *improved EP*, *ant colony optimization*, *simulated annealing*, *genetic algorithm*, dan lain lain. (lihat buku dini citation)

Terdapat variable-variabel pada batasan perhitungan OPF (*Optimal Power Flow*) untuk mencari nilai optimal, yaitu daya aktif generator, tegangan atau daya reaktif generator, rasio tap transformator untuk menentukan sudut tegangan dan pergeseran fasa, dan *start-up* darurat serta pelepasan beban untuk kondisi tertentu. Variabel-variabel ini disebut dengan variabel kontrol.

Fungsi objektif dari OPF (*Optimal Power Flow*) yaitu mengenai total biaya minimal dari sistem. Operasi sistem yang optimal dapat dihitung dengan meminimalkan biaya produksi, yang berkaitan dengan biaya bahan bakar dan terkait juga dengan besarnya pembangkitan oleh masing-masing pembangkit.

Selain biaya bahan bakar, biaya yang dapat diminimalkan adalah biaya kerugian akibat pelepasan beban. Pelepasan beban diperlukan untuk mencapai OPF (*Optimal Power Flow*) pada kondisi tertentu. Namun pelepasan beban ini akan tetap berdampak kerugian bagi konsumen, sehingga keadaan ini perlu diperhatikan untuk meminimalkan kerugian pada sistem. OPF (*Optimal Power Flow*) mencakup 3 hal berikut:

1. Fungsi objektif berupa total biaya pembangkitan.
2. Untuk menghitung daya pada setiap bus maka berlaku pengurangan antara daya pembangkitan dengan daya beban.
3. *Inequality constraint* generator.

Fungsi objektif dari OPF (*Optimal Power Flow*) adalah sebagai berikut:

$$\min \sum_{i=1}^{N_{bus}} F_i(P_i) \quad (2.26)$$

Keterangan:

- i = Indeks nomor bus
 $F_i(P_i)$ = Fungsi biaya generator

Inequality constraint generator untuk i dari 1 hingga sejumlah n bus adalah sebagai berikut:

$$P_{gen_i}^{min} \leq P_{gen_i} \leq P_{gen_i}^{max} \quad (2.27)$$

$$Q_{gen_i}^{min} \leq Q_{gen_i} \leq Q_{gen_i}^{max} \quad (2.28)$$

Aliran daya pada bus i :

$$P_{net_i} + Q_{net_i} = V_i \left(\sum_{k=1}^{N_{bus}} Y_{ik} V_{ik} \right) \quad (2.29)$$

P_{net} dan Q_{net} adalah daya aktif dan daya reaktif hasil pengurangan antara daya pembangkitan dengan daya beban. Sehingga P_{net} dan Q_{net} dijabarkan menjadi Persamaan 2.31 dan Persamaan 2.32

$$(P_{gen_i} - P_{load_i}) + j(Q_{gen_i} - Q_{load_i}) = V_i \left(\sum_{k=1}^{N_{bus}} Y_{ik} V_{ik} \right) \quad (2.30)$$

$$(P_{gen_i} - P_{load_i}) - \text{Real} \left\{ V_i \left(\sum_{k=1}^{N_{bus}} Y_{ik} V_{ik} \right) \right\} = 0 \quad (2.31)$$

$$(Q_{gen_i} - Q_{load_i}) - \text{Imag} \left\{ V_i \left(\sum_{k=1}^{N_{bus}} Y_{ik} V_{ik} \right) \right\} = 0 \quad (2.32)$$

OPF (*Optimal Power Flow*) dapat menghasilkan perhitungan yang mendekati dengan keadaan nyata dari sistem. Untuk itu diperlukan batasan (*constraint*) yang lebih banyak. Misalnya *inequality constraint* kapasitas saluran, *inequality constraint* tegangan pada bus, dan sebagainya.

Untuk mempermudah perhitungan aliran daya optimal dengan batasan saluran, dapat digunakan aliran daya arus searah (DCOPF). Hasil perhitungan dari aliran daya arus searah akan memberikan hasil yang mendekati hasil perhitungan menggunakan aliran daya arus bolak balik (ACOPF) [7].

2.7.5 OPF (*Optimal Power Flow*) Arus Searah

Persamaan pada aliran daya arus searah sebagai berikut:

$$100[B_x]\theta = P_{gen} - P_{load} \quad (2.33)$$

Dengan variabel B_x merupakan matriks dari $n_{bus} \times n_{bus}$ saluran dalam satuan *per unit* (pu), sudut tegangan merupakan matriks baris sejumlah n bus dalam satuan radian, $P_{gen} - P_{load}$ merupakan matriks baris sejumlah n bus dalam satuan MW, dengan asumsi MVABase pada sistem adalah 100 MVA. Fungsi *lagrange* dari persamaan dapat dituliskan sebagai berikut:

$$\mathcal{L} = \sum_{i=1}^{N_{bus}} F_i(P_i) + \lambda^T \left(100[B_x]\theta - (P_{gen} - P_{load}) \right) + \lambda_{N_{bus}+1} (\theta_{refbus} - 0) \quad (2.34)$$

Kemudian ditambahkan *inequality constraints* generator sehingga fungsi *lagrange* dari DCOPF adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \mathcal{L} = \sum_{i=1}^{N_{bus}} F_i(P_i) + \lambda^T \left(100[B_x]\theta - (P_{gen} - P_{load}) \right) + \lambda_{N_{bus}+1} (\theta_{refbus} - 0) \\ + \mu^T \left[g(P_{gen}, P_{gen}^{min}, P_{gen}^{min}) \right] \end{aligned} \quad (2.35)$$

Dimana, variabel λ^T , $[B_x]$, θ , $(P_{gen} - P_{load})$ ditunjukkan sebagai berikut

$$\lambda^T = [\lambda_1 \quad \lambda_2 \quad \dots \quad \lambda_n] \quad (2.36)$$

$$[B_x] = \begin{bmatrix} B_{x11} & \dots & B_{x1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{xn1} & \dots & B_{xnn} \end{bmatrix} \quad (2.37)$$

$$\theta = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

$$(P_{gen} - P_{load}) = \begin{bmatrix} P_{gen_1} - P_{load_1} \\ \vdots \\ P_{gen_n} - P_{load_n} \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

Indeks n merupakan jumlah bus pada sistem. Sehingga fungsi *lagrange* dapat dituliskan sebagai berikut:

$$\mathcal{L} = \sum_{i=1}^{N_{bus}} (a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i) + \lambda_1 (100B_{x11}\theta_1 + \dots + 100B_{x1n}\theta_n - P_{gen_1} + P_{load_1}) + \dots + \lambda_n (100B_{xn1}\theta_1 + \dots + 100B_{xnn}\theta_n - P_{gen_n} + P_{load_n}) \quad (2.40)$$

Kemudian fungsi *lagrange* diturunkan dengan turunan diferensial terhadap fungsi masing-masing independen variabel pada persamaan. Terdapat tiga independen variabel yaitu:

1. P_1, \dots, P_n
dimana n merupakan indeks yang banyaknya sama dengan jumlah bus terhubung dengan generator.
2. $\theta_1, \dots, \theta_n$
dimana n merupakan indeks yang banyaknya sama dengan jumlah bus pada sistem
3. $\lambda_1, \dots, \lambda_{n+1}$
dimana n merupakan indeks yang banyaknya sama dengan jumlah bus pada sistem

Selanjutnya hasil dari penurunan diferensial tersebut menjadi persamaan baru sebanyak jumlah independen variabel, hasil tersebut disusun dan diselesaikan dengan matriks. Sehingga didapatkan nilai variabel yang merupakan nilai optimal dari sistem.

2.8 EENS (*Expected Energy Not Served*)

Indeks keandalan sistem kelistrikan selain LOLP (*Loss of Load Probability*) adalah EENS (*Expected Energy Not Served*), EENS merupakan perhitungan atau kemungkinan energi yang tidak dapat disuplai oleh pembangkit pada sistem tenaga listrik dalam waktu tertentu. Nilai EENS dapat dicari dengan mengalikan nilai *energy curtailed* dengan probabilitas pembangkit yang *in service*. *Energy curtailed* didapatkan dari DNS (*Demand Not Served*) yakni kondisi saat beban tidak terlayani yang mengakibatkan pemadaman pada daerah tertentu. Hal tersebut dapat di rumuskan dalam Persamaan (2.41): [8]

$$EENS = 8760 \times \sum_{x \in X} P(x) \cdot DNS(X) \quad (2.41)$$

Dimana,

$$x = (S_1, S_2, \dots, S_k, \dots, S_n) \quad (2.42)$$

Keterangan:

$EENS$ = *Expected Energy Not Served*

$P(x)$ = Probabilitas dari *state* x

$DNS(X)$ = Permintaan beban yang tak terpenuhi dari *state* x

n = angka dari komponen sistem

S_k = keadaan (*State*) dari komponen k dari system; $S_k = 1$ ketika komponen k pada kondisi *up*, dan $S_k = 0$ ketika komponen k pada kondisi *down*.

Berdasarkan asumsi tersebut, kemudian diasumsikan bahwa setiap komponen independen satu sama lain, dimana:

$$P(x) = P(S_1)P(S_2) \dots P(S_k) \dots P(S_n) \quad (2.43)$$

Sehingga Persamaan (2.41) di substitusikan dengan Persamaan (2.42) dan Persamaan (2.43) sehingga diperoleh persamaan berikut.

$$\begin{aligned} EENS &= 8760 \times \sum_{x \in X} P(S_1)P(S_2) \dots P(S_k) \dots P(S_n) \cdot DNS(X) \\ &= 8760 \times \sum_{x \in X, S_k=1} P(S_1)P(S_2) \dots P(S_k = 1)P(S_{k+1}) \dots P(S_n) \cdot DNS(X) + \\ &\quad 8760 \times \sum_{x \in X, S_k=0} P(S_1)P(S_2) \dots P(S_k = 0)P(S_{k+1}) \dots P(S_n) \cdot DNS(X) \end{aligned} \quad (2.44)$$

Seperti diketahui bahwa:

$$P(S_k = 1) = \alpha_k = \frac{\mu_k}{\lambda_k + \mu_k} \quad (2.45)$$

$$P(S_k = 0) = \mu_k = \frac{\lambda_k}{\lambda_k + \mu_k} \quad (2.46)$$

Keterangan:

α_k = tersedianya dari komponen k (kondisi *up*)

u_k = tidak tersedianya dari komponen k (kondisi *down*)

λ_k = laju kegagalan dari komponen k

μ_k = laju perbaikan dari komponen k

$$EENS = 8760 \times \alpha_k \sum_{x \in X, S_k=1} P(S_1)P(S_2) \dots P(S_k = 1)P(S_{k+1}) \dots P(S_n) \cdot DNS(X)$$

$$\begin{aligned}
& +8760 \times \mu_k \sum_{x \in X, S_k=0} P(S_1)P(S_2) \dots P(S_k = 0)P(S_{k+1}) \dots P(S_n) \cdot DNS(X) \\
& = \alpha_k \cdot A + \mu_k \cdot B \\
& = \alpha_k \cdot A + (1 - \alpha_k) \cdot B \\
& = \alpha_k \cdot (A - B) + B \\
& = \frac{\mu_k}{\lambda_k + \mu_k} (A - B) + B
\end{aligned} \tag{2.47}$$

$$A = 8760 \times \alpha_k \cdot \sum_{x \in X, S_k=1} P(S_1)P(S_2) \dots P(S_{k-1})P(S_{k+1}) \dots P(S_n) \cdot DNS(X) \tag{2.48}$$

$$B = 8760 \times \mu_k \cdot \sum_{x \in X, S_k=0} P(S_1)P(S_2) \dots P(S_{k-1})P(S_{k+1}) \dots P(S_n) \cdot DNS(X) \tag{2.49}$$

Persamaan (2.46) tersebut merupakan formula analisis dari EENS (*Expected Energy Not Served*) dengan memperhatikan parameter keandalan komponen, dimana A mengindikasikan dari EENS (*Expected Energy Not Served*) sistem yang terjadi akibat dari *outage* komponen lain ketika komponen k berada pada kondisi *up* sedangkan B mewakili dari nilai yang sama ketika komponen k pada kondisi *down* [8].

Seperti yang dilihat dari perhitungan formula analisis yang diberikan, A dan B dari setiap komponen adalah konstanta tetap. Sehingga dengan memanfaatkan formula analisis pada Persamaan (2.47), kita dapat menghitung sistem EENS (*Expected Energy Not Served*) dengan cara analisis meskipun parameter komponen keandalan bervariasi, tanpa melakukan evaluasi terhadap keseluruhan keadaan sistem.

2.9 Sensitivitas EENS Terhadap Laju Kegagalan [8]

Kata kegagalan adalah istilah yang menunjukkan berakhirnya unjuk kerja yang diperlukan. Hal ini berlaku umum untuk semua peralatan yang bekerja. Gangguan listrik / pemadaman pada jaringan sistem tenaga listrik dinyatakan sebagai kerusakan dari peralatan yang mengakibatkan sebagian atau seluruh pelayanan listrik terganggu. Besaran yang dapat digunakan untuk menentukan nilai kegagalan adalah besarnya laju kegagalan (*failures rate*) yang dinyatakan dengan simbol λ .

Formula sensitivitas dari EENS (*Expected Energy Not Served*) dengan memperhatikan λ_k . Berdasarkan Persamaan (2.47) hingga Persamaan

(2.49), formula sensitivitas dari EENS dengan memperhatikan λ_k dapat diturunkan dalam Persamaan (2.50):

$$\frac{\partial EENS}{\partial \lambda_k} = \frac{\partial \left[\frac{\mu_k}{\lambda_k + \mu_k} (A - B) + B \right]}{\partial \lambda_k} \quad (2.50)$$

untuk menurunkan persamaan tersebut harus dilakukan penurunan dengan teknik $u'v$ dan uv'

$$uv = u'v + uv' \\ \frac{\mu_k}{\lambda_k + \mu_k} = \frac{u'v - uv'}{v^2} = \frac{0 - \mu_k \times 1}{(\lambda_k + \mu_k)^2} \quad (2.51)$$

Sehingga Persamaan (2.50) menjadi Persamaan (2.52)

$$\begin{aligned} \frac{\partial EENS}{\partial \lambda_k} &= \frac{\partial \left[\frac{\mu_k}{\lambda_k + \mu_k} (A - B) + B \right]}{\partial \lambda_k} \\ &= \frac{-\mu_k}{(\lambda_k + \mu_k)^2} (A - B) + 0 \\ &= \frac{\mu_k (B - A)}{(\lambda_k + \mu_k)^2} \\ &= \frac{\alpha_k (B - A)}{\lambda_k + \mu_k} \end{aligned} \quad (2.52)$$

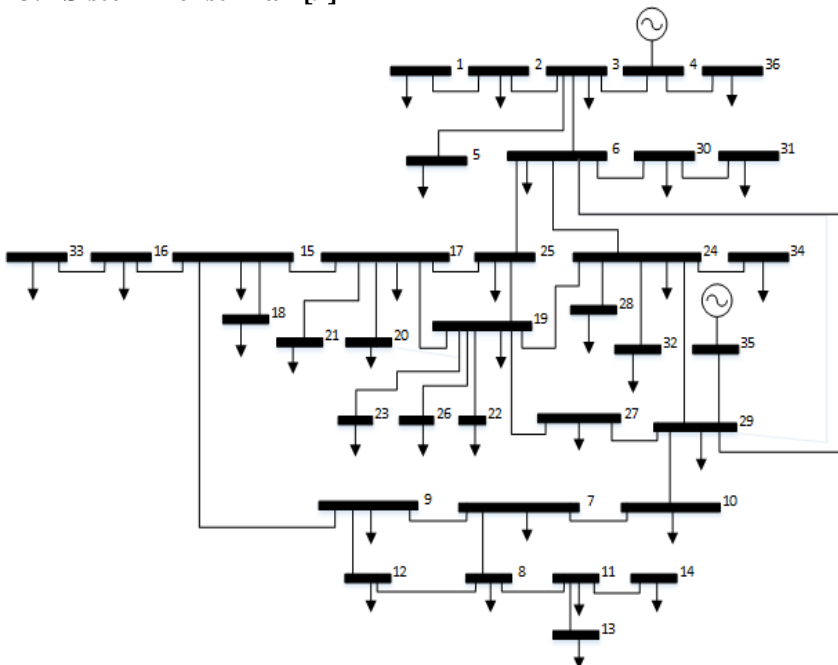
Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB III

SISTEM TENAGA LISTRIK 150KV WILAYAH JAWA BAGIAN TIMUR

Pada bab ini akan membahas mengenai data-data pendukung dalam Tugas Akhir yang nantinya akan diolah dan dianalisa pada bab selanjutnya. Data-data tersebut berupa sistem tenaga listrik 150kV wilayah Jawa bagian Timur. Untuk wilayah Jawa Bagian Timur akan diambil subsistem 150kV Krian-Gresik. Sedangkan sistem tenaga listrik pada wilayah bali tidak dapat diolah dan dianalisa karena tidak mendapatkan akses untuk data pendukung yang dibutuhkan dalam penyelesaian Tugas Akhir ini.

3.1 Sistem Kelistrikan [9]



Gambar 3.1 Sistem Kelistrikan subsistem 150kV Krian-Gresik

Sistem kelistrikan subsistem 150kV Krian-Gresik tidak berdiri, melainkan sudah terinterkoneksi dengan subsistem lain pada wilayah Jawa bagian Timur, sistem kelistrikan di wilayah Jawa bagian tengah dan Pulau Bali. Berdasarkan Gambar 3.1 dapat diamati bahwa pada subsistem 150kV Krian-Gresik terdapat 34 gardu induk sistem tenaga listrik 150kV dengan konfigurasi *ring* dan *radial*.

3.2 Pembangkit di Wilayah Jawa Bagian Timur

Pada tugas akhir ini dilakukan pembahasan mengenai salah satu subsistem 150kV di wilayah Jawa bagian timur, yakni pada subsistem 150kV Krian-Gresik. Berdasarkan *single line diagram* pada subbab 3.1, maka pembangkit yang terhubung langsung pada subsistem 150kV Krian-Gresik dijabarkan pada Tabel 3.1.

Tabel 3.1 Pembangkit yang Terhubung ke Sistem 150kV

No.	Unit Pembangkit	Jenis Pembangkit	Daya Max (MW)	Daya Min (MW)
1	GRESIK 1.1	PLTGU	112,45	44,98
2	GRESIK 1.2	PLTGU	112,45	44,98
3	GRESIK 1.3	PLTGU	112,45	44,98
4	GRESIK 3.1	PLTGU	112,45	44,98
5	GRESIK 3.2	PLTGU	112,45	44,98
6	GRESIK U1	PLTU	100,00	40,00
7	GRESIK U2	PLTU	100,00	40,00
8	GRESIK U3	PLTU	200,00	80,00
9	GRESIK U4	PLTU	200,00	80,00
10	GRESIK 1.0	PLTGU	189,00	75,60
11	GRESIK G1	PLTG	20,00	8,00
12	GRESIK G2	PLTG	20,00	8,00
13	GRESIK 2.1	PLTGU	112,45	44,98
14	GRESIK 2.2	PLTGU	112,45	44,98
15	GRESIK 2.3	PLTGU	112,45	44,98
16	GRESIK 3.3	PLTGU	112,45	44,98
17	GRESIK 2.0	PLTGU	189,00	75,60
18	GRESIK 3.0	PLTGU	189,00	75,60

3.3 Ketersediaan (*Availability*) Pembangkit di Wilayah Subsistem 150kV Krian-Gresik.

Berdasarkan Tabel 3.1 terdapat 18 unit pembangkit yang terhubung langsung ke subsistem 150kV Krian-Gresik. Kemudian dari data setiap unit pembangkit dibentuklah tabel 3.2 yang berisi *availability* dari setiap unit pembangkit berdasarkan tabel *availability factor* pada tabel jadwal pemeliharaan unit pembangkit. Sedangkan data repair time didapat dengan menghitung waktu perbaikan dibagi dengan waktu periode. Namun pada tugas akhir ini tidak memperhitungkan kegagalan yang tidak direncanakan pada unit pembangkit.

Tabel 3.2 Data Availability dan Repair Time dari Pembangkit yang Terhubung ke Subsistem 150kV Krian-Gresik

No	Unit Pembangkit	Unavailability	Availability	Repair Rate(year)
1	GRESIK 1.1	0.08	0.92	0.09434
2	GRESIK 1.2	0.09	0.91	0.11321
3	GRESIK 1.3	0.09	0.91	0.11321
4	GRESIK 3.1	0.05	0.95	0.07547
5	GRESIK 3.2	0.09	0.91	0.09434
6	GRESIK U1	0.01	0.99	0.00019
7	GRESIK U2	0.08	0.92	0.11321
8	GRESIK U3	0.11	0.89	0.11321
9	GRESIK U4	0.08	0.92	0.09434
10	GRESIK 1.0	0.01	0.99	0.00019
11	GRESIK G1	0.12	0.88	0.13208
12	GRESIK G2	0.04	0.96	0.00189
13	GRESIK 2.1	0.09	0.91	0.05660
14	GRESIK 2.2	0.09	0.91	0.11321
15	GRESIK 2.3	0.02	0.98	0.03774
16	GRESIK 3.3	0.01	0.99	0.00019
17	GRESIK 2.0	0.01	0.99	0.00019
18	GRESIK 3.0	0.01	0.99	0.00019

3.4 Data Bus di Wilayah Subsistem 150kV Krian-Gresik.

Data bus beban yang digunakan pada sistem kelistrikan subsistem 150kV Krian-Gresik mengacu pada data apb psse pln jatim. Data pembebanan pada setiap bus ditunjukkan pada Tabel 3.3. Untuk *Type Bus* apabila bernilai 1 maka bus tersebut adalah *load* sedangkan apabila *Type Bus* bernilai 2 maka bus tersebut adalah *generator*.

Tabel 3.3 Beban Sistem 150kV di Jawa Bagian Timur

No	Bus Number	Bus Name	Type Bus	Daya (MW)
1	1	PKMIA	1	40,50
2	2	SGMDU	1	79,72
3	3	ALTAP	1	27,30
4	4	GRLAMA	2	0,00
5	5	TLMNG	1	40,60
6	6	KRIAN	1	61,72
7	7	UJUNG	1	17,82
8	8	BGKLN	1	32,81
9	9	KJLAN	1	65,09
10	10	PERAK	1	18,98
11	11	SAMPG	1	38,75
12	12	GLTMR	1	11,97
13	13	PMKSN	1	43,45
14	14	SMNEP	1	39,99
15	15	SKLLO	1	163,62
16	16	NGGEL	1	35,83
17	17	RNKUT	1	135,68
18	18	WKRMO	1	62,70
19	19	WARU	1	127,61
20	20	HJS	1	25,00
21	21	SBYS	1	38,00
22	22	JSTEL	1	37,30
23	23	BDRAN	1	136,12
24	24	SWHAN	1	43,63
25	25	KRPLG	1	55,07
26	26	ISPDO	1	20,00
27	27	DRMGR	1	65,98

Tabel 3.3 Beban Sistem 150kV di Jawa Bagian Timur (Lanjutan)

No	Bus Number	Bus Name	Type Bus	Daya (MW)
28	28	UDAAN	1	29,00
29	29	TNDES	1	85,84
30	30	BBDAN	1	69,43
31	31	DREJO	1	101,45
32	32	KPANG	1	42,39
33	33	SIMPG	1	48,06
34	34	KRBNG	1	56,13
35	35	GRBARU	2	0,00
36	36	SKREP	1	17,74

3.5 Data Saluran 150kV Pada Wilayah Subsistem Krian-Gresik

Mengacu pada *single line diagram* pada Subbab (3.1) maka data saluran yang akan digunakan untuk menerapkan simulasi ditunjukkan pada Tabel 3.4. Dimana impedansi base ($Z_{base} = 2500 \Omega$) dan admitansi base ($Y_{base} = 0,0004 \text{ U}$).

Tabel 3.4 Data Saluran Subsistem 150kV Krian-Gresik

No	From Bus	Bus Name	To Bus	Bus Name	R (pu)	X (pu)	Y(pu)
1	1	PKMIA	2	SGMDU	0,001735	0,00683	0,01076
2	3	ALTAP	4	GRSIKL AMA	0,001061	0,005951	0,004481
3	3	ALTAP	6	KRIAN	0,00194	0,010325	0,03434
4	3	ALTAP	2	SGMDU	0,000221	0,001211	0,000911
5	3	ALTAP	5	TLMNG	0,000355	0,002385	0,00744
6	4	GRSIKL MA	36	SKREP	0,002675	0,01425	0,04738
7	4	GRSIKL MA	2	SGMDU	0,000507	0,002693	0,05242
8	6	KRIAN	25	KLANG	0,000735	0,003925	0,01304
9	6	KRIAN	24	SWHAN	0,00182	0,00969	0,03222
10	6	KRIAN	29	TNDES	0,003185	0,01255	0,01976
11	8	BKLAN	12	GLTMR	0,00202	0,01135	0,02868
12	8	BKLAN	11	SAMPG	0,006855	0,03851	0,09728
13	8	BKLAN	7	UJUNG	0,001641	0,006671	0,002471
14	9	KJLAN	15	SLILO	0,00093	0,00367	0,00578

Tabel 3.4 Data Saluran 150kV Subsistem Krian-Gresik (Lanjutan)

No	From Bus	Bus Name	To Bus	Bus Name	R (pu)	X (pu)	b
15	9	KJLAN	7	UJUNG	0,00177	0,00721	0,00268
16	10	PERAK	29	TNDES	0,001905	0,00751	0,01182
17	10	PERAK	7	UJUNG	0,000495	0,00246	0,00095
18	11	SAMPG	14	SMNEP	0,02474	0,13899	0,08777
19	11	SAMPG	13	PMKSN	0,00066	0,00574	0,03226
20	12	GLTMR	9	KJLAN	0,00648	0,02033	0,0072
21	15	SLILO	16	NGAGL	0,00018	0,000815	0,09116
22	15	SLILO	17	RNKUT	0,000735	0,003925	0,01304
23	15	SLILO	18	WKRMO	0,000325	0,001455	0,16346
24	15	SLILO	63	KSARI	0,000235	0,001065	0,11946
25	16	NGGEL	33	SIMPG	0,00051	0,00271	0,00902
26	17	RNKUT	19	WARU	0,00012	0,00023	0,01432
27	17	RNKUT	20	HJAYA	0,000405	0,002605	0,00898
28	17	RNKUT	21	SBSEL	0,000090	0,000570	0,033650
29	19	WARU	22	JSTEL	0,001905	0,00751	0,01182
30	23	BDRAN	19	WARU	0,00044	0,002835	0,00976
31	24	SWHAN	29	TNDES	0,000345	0,001845	0,00614
32	24	SWHAN	28	UDAAN	0,00023	0,001035	0,11632
33	24	SWHAN	19	WARU	0,00116	0,00617	0,02052
34	25	KLANG	17	RNKUT	0,00116	0,00617	0,02052
35	25	KLANG	19	WARU	0,00232	0,01234	0,01026
36	26	ISPD	19	WARU	0,00026	0,001025	0,00162
37	27	DARMO	29	TNDES	0,00096	0,00558	0,00562
38	27	DARMO	19	WARU	0,002275	0,013235	0,01332
39	30	BBDAN	31	DRYJO	0,005720	0,023230	0,008610
40	30	BBDAN	6	KRIAN	0,00124	0,006615	0,01846
41	32	KPANG	24	SWHAN	0,00025	0,00112	0,12574
42	34	KRBAN	24	SWHAN	0,001215	0,00478	0,00752
43	35	GRSIKBR	29	TNDES	0,000985	0,00548	0,02842

3.6 Data Individual Probability

Data Individual Probability pada setiap state didapatkan dengan melakukan kombinasi pada seluruh pembangkit dengan total kombinasi sebanyak 2^n . Sehingga ada sebanyak 2^{18} kombinasi, maka didapat total ada 262.144. Berdasarkan buku [1] maka probability yang bernilai dibawah 10^{-6} dapat diabaikan. Sehingga data individual probability dapat

dilihat pada Tabel 3.5. Data lebih lengkap dari tabel *individual probability* dapat dilihat pada Lampiran A.

Tabel 3.5 *Individual Probability*

State	<i>Individual Probability</i>	Daya (MW)
1	0.3672225	2219.05
2	0.0500758	2199.05
3	0.0453870	2019.05
4	0.0366187	2106.6
5	0.0363187	2106.6
6	0.0363187	2106.6
7	0.0319324	2019.05
8	0.0319324	2119.05
9	0.0319324	2106.6
10	0.0234397	2106.6
11	0.0193275	2106.6
12	0.0153249	2199.05
13	0.0061891	1999.05
14	0.0049525	2086.6
15	0.0049525	2086.6
16	0.0049525	2086.6
17	0.0044888	1906.6
18	0.0044888	1906.6
19	0.0044888	1906.6
20	0.0043544	1999.05
21	0.0043544	2099.05
22	0.0043544	2086.6
23	0.0039467	1819.05
24	0.0039467	1919.05
25	0.0039467	1906.6

Tabel 3.5 *Individual Probability* (Lanjutan 1)

State	<i>Individual Probability</i>	Daya (MW)
26	0.0037093	2106.6
27	0.0037093	2119.05
28	0.0037093	2030.05
29	0.0037093	2030.05
30	0.0037093	2106.6
⋮	⋮	⋮
⋮	⋮	⋮
2671	0.0000010	1669.25
2672	0.0000010	1669.25
2673	0.0000010	1656.8
2674	0.0000010	1656.8
2675	0.0000010	1656.8
2676	0.0000010	1569.25
2677	0.0000010	1569.25
2678	0.0000010	1669.25
2679	0.0000010	1569.25
2680	0.0000010	1574.15
2681	0.0000010	1674.15
2682	0.0000010	1574.15
2683	0.0000010	1674.15
2684	0.0000010	1661.7
2685	0.0000010	1661.7
2686	0.0000010	1674.15
2687	0.0000010	1661.7
2688	0.0000010	1574.15
2689	0.0000010	1766.6
2690	0.0000010	1754.15

Tabel 3.5 *Individual Probability* (Lanjutan 2)

State	Individual Probability	Daya (MW)
2691	0.0000010	1854.15
2692	0.0000010	1697.6
2693	0.0000010	1697.6
2694	0.0000010	1774.15
2695	0.0000010	1774.15
2696	0.0000010	1774.15
2697	0.0000010	1697.6
2698	0.0000010	1786.6
2699	0.0000010	1674.15
2700	0.0000010	1674.15

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB IV

SIMULASI SISTEM DAN ANALISA

Pada bab ini akan membahas mengenai hasil pengolahan data pada Bab 3 berupa simulasi dengan *matpower* 6.0 dan perhitungan untuk membuktikan kesesuaian metode. Simulasi ini dilakukan pada sistem kelistrikan subsistem 150kV Krian-Gresik dengan data yang diperoleh dari PT. PLN (Persero) guna mengetahui generator yang memiliki efek pemadaman paling besar terhadap subsistem 150kV Krian-Gresik bila ditinjau dari EENS pada sistem.

4.1 Simulasi DC *Optimal Power Flow* Pada Subsistem 150kV Krian-Gresik

Pada Tugas Akhir ini data simulasi yang diperlukan adalah data *single line diagram*, data pembangkit (*generation*), data beban (*load*), dan data saluran (*line*). Hasil dari simulasi diperoleh jumlah total beban pada subsistem 150kV Krian-Gresik adalah 1915,28 MW. Untuk rincian pembebanan pada setiap bus bisa dilihat pada Tabel 4.1 yang merupakan hasil *running program dc opf* pada *matpower*.

Tabel 4.1 Simulasi DC Optimal Power Flow Pada Matpower

Bus	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P(MW)	Q (MVar)	P(MW)	Q(MVar)
1	1	-1.411	-	-	40.5	0
2	1	-1.253	-	-	79.72	0
3	1	-1.679	-	-	27.3	0
4	1	-0.151	1044.71	0	-	-
5	1	-1.732	-	-	40.6	0
6	1	-7.601	-	-	61.72	0
7	1	-9.981	-	-	17.82	0
8	1	-10.536	-	-	32.81	0
9	1	-10.249	-	-	65.09	0
10	1	-9.665	-	-	18.98	0
11	1	-12.251	-	-	38.75	0
12	1	-10.483	-	-	11.97	0

Tabel 4.1 Simulasi DC Optimal Power Flow Pada Matpower (Lanjutan)

Bus	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P(MW)	Q (MVar)	P(MW)	Q(MVar)
13	1	-12.393	-	-	43.45	0
14	1	-12.382	-	-	39.99	0
15	1	-10.207	-	-	163.62	0
16	1	-10.246	-	-	35.83	0
17	1	-9.469	-	-	135.68	0
18	1	-10.257	-	-	62.7	0
19	1	-9.073	-	-	127.61	0
20	1	-9.472	-	-	25	0
21	1	-9.525	-	-	38	0
22	1	-9.084	-	-	37.3	0
23	1	-8.108	-	-	136.12	0
24	1	-8.685	-	-	43.63	0
25	1	-8.513	-	-	55.07	0
26	1	-9.085	-	-	20	0
27	1	-8.884	-	-	65.98	0
28	1	-8.701	-	-	29	0
29	1	-8.597	-	-	85.84	0
30	1	-8.247	-	-	69.43	0
31	1	-9.595	-	-	101.45	0
32	1	-8.711	-	-	42.39	0
33	1	-10.273	-	-	48.06	0
34	1	-8.836	-	-	56.13	0
35	1	-7.529	705.95	0	-	-
36	1	-0.295	-	-	17.74	0
37	1	0.000*	164.61	0	-	-
Total			1915.28	0	1915.28	0

4.2 Simulasi DNS (*Demand Not Served*)

Setelah didapatkan hasil dari DC *optimal power flow* kemudian dilakukan simulasi pelepasan beban apabila daya yang dibangkitkan tidak memenuhi dari kebutuhan beban total pada saat dilakukan simulasi kombinasi pembangkit yang menyala saat kondisi state berganti sebanyak jumlah data pada *individual probability*. Untuk kombinasi pembangkit yang menyala dapat dilihat pada tabel Lampiran A terkait *individual probability*. Contoh pertama untuk kondisi saat pembangkit beroperasi semua ditunjukkan pada Tabel 4.2 dan daya beban ditunjukkan pada Tabel 4.3

Tabel 4.2 Besarnya Pembangkitan Saat Semua Unit Beroperasi

Unit	Pgen
GRESIK511	111.9211
GRESIK512	111.9211
GRESIK513	111.9211
GRESIK731	111.9211
GRESIK732	111.9211
GRESIKU51	86.317
GRESIKU52	87.4687
GRESIKU54	161.5719
GRESIK510	119.334
GRESIKG51	15.1886
GRESIKG52	15.2277
GRESIK721	111.9211
GRESIK722	111.9211
GRESIK723	111.9211
GRESIK733	111.9211
GRESIK720	128.6509
GRESIK730	129.6167
GRESIKU53	164.6146

Tabel 4.3 Besarnya Pdemand dan DNS dari Bus Beban Pada Contoh Pertama

Bus	Pdemand	DNS
1	40.5	0
2	79.72	0
3	27.3	0
5	40.6	0
6	61.72	0
7	17.82	0
8	32.81	0
9	65.09	0
10	18.98	0
11	38.75	0
12	11.97	0
13	43.45	0
14	39.99	0
15	163.62	0
16	35.83	0
17	135.68	0
18	62.7	0
19	127.61	0
20	25	0
21	38	0
22	37.3	0
23	136.12	0
24	43.63	0
25	55.07	0
26	20	0
27	65.98	0

Tabel 4.3 Besarnya Pdemand dan DNS dari Bus Beban Pada Contoh Pertama (Lanjutan)

Bus	Pdemand	DNS
28	29	0
29	85.84	0
30	69.43	0
31	101.45	0
32	42.39	0
33	48.06	0
34	56.13	0
36	17.74	0
Total	1915.28	0

Contoh kedua untuk kondisi saat unit pembangkit GRSIK512, GRSIK513, GRSIKU54, dan GRSIKG51 mengalami pemadaman, besarnya pembangkitan ditunjukkan pada Tabel 4.4 dan daya pada beban ditunjukkan pada Tabel 4.5

Tabel 4.4 Besarnya Pembangkitan Saat Beberapa Unit Tidak Beroperasi

Pembangkit	Pgen
GRESIK511	111.5008
GRESIK512	0
GRESIK513	111.5008
GRESIK731	0
GRESIK732	111.5008
GRESIKU51	85.9929
GRESIKU52	87.1403
GRESIKU54	0
GRESIK510	0
GRESIKG51	15.0897
GRESIKG52	15.1286
GRESIK721	111.5008

Tabel 4.4 Besarnya Pembangkitan Saat Beberapa Unit Tidak Beroperasi
(Lanjutan)

Unit	Pgen
GRESIK722	111.5008
GRESIK723	111.5008
GRESIK733	111.5008
GRESIK720	128.166
GRESIK730	129.13
GRESIKU53	163.9965

Tabel 4.5 Besarnya Pdemand dan DNS Dari Bus Beban Pada Contoh
Kedua

Bus	Pdemand	DNS
1	40.5	16.2449
2	79.72	25.8148
3	27.3	12.3349
5	40.6	13.7477
6	61.72	17.4565
7	17.82	6.4081
8	32.81	10.2459
9	65.09	17.0411
10	18.98	7.496
11	38.75	11.6469
12	11.97	4.3597
13	43.45	12.7723
14	39.99	11.9389
15	163.62	29.4658
16	35.83	10.2724
17	135.68	26.2798
18	62.7	16.063

Tabel 4.5 Besarnya Pdemand dan DNS Dari Bus Beban Pada Contoh Kedua (Lanjutan)

Bus	Pdemand	DNS
19	127.61	25.9438
20	25	7.7847
21	38	10.8882
22	37.3	11.7486
23	136.12	29.8507
24	43.63	13.298
25	55.07	15.4836
26	20	7.2912
27	65.98	19.2137
28	29	9.2913
29	85.84	23.9108
30	69.43	17.0466
31	101.45	20.934
32	42.39	12.3453
33	48.06	13.2182
34	56.13	15.0721
36	17.74	7.2205
Total	1915.28	510.13

Dari hasil simulasi *matpower* yang ditunjukkan oleh Tabel 4.5 dapat dilihat bahwa terdapat 510.13 MW beban yang tidak bisa terpenuhi saat unit pembangkit GRESIK512, GRESIK513, GRESIKU54, dan GRESIKG51 mengalami pemadaman.

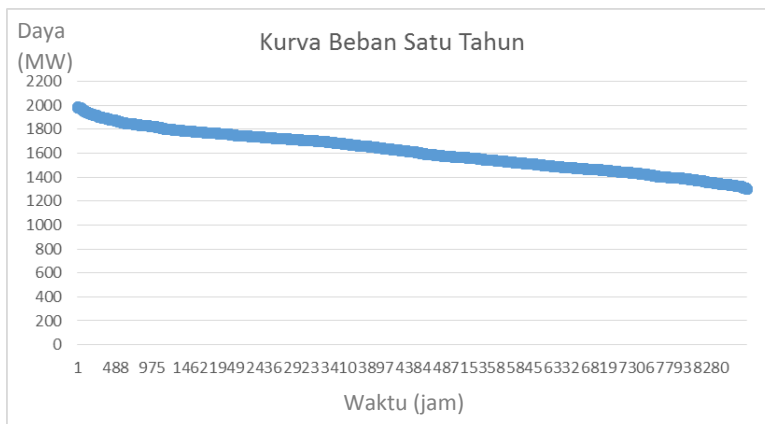
Kemudian dilakukan simulasi untuk mengetahui nilai DNS pada setiap *state* pembangkitan yang selanjutnya akan digunakan sebagai salah satu variabel pada perhitungan nilai EENS dari subsistem 150kV Krian-Gresik.

4.3 Analisa EENS (*Expected Energy Not Served*)

Dengan mengacu pada teori yang terdapat di subbab (2.8), maka untuk menghitung EENS dari subsistem 150kV Krian-Gresik diperlukan data *individual probability* pada setiap *state x* dan DNS pada setiap *state x*. Data tersebut kemudian dihitung dengan menggunakan Persamaan (2.41). Sehingga nilai *individual probability* pada setiap *state x* dikalikan dengan DNS pada setiap *state x*, kemudian jumlahkan seluruh hasil perkalian tersebut. Hasil dari penjumlahan seluruh *state* dikalikan dengan satuan waktu yang digunakan pada EENS yakni 8760. Sehingga didapatkan EENS dari subsistem 150kV Krian-Gresik, sebesar 397300.8 MWh/tahun. Dengan total kebutuhan energi sebesar $1915.28 \times 8760 = 16777853$ MWh/tahun. Sehingga EENS untuk subsistem 150kV Krian-Gresik bila dinyatakan dalam persen sebesar 2.368%

4.4 Perhitungan manual EENS (*Expected Energy Not Served*)

Untuk menguji analisa EENS (*Expected Energy Not Served*) pada Tugas Akhir ini, dilakukan perhitungan manual untuk mendapatkan EENS dengan metode yang diajarkan saat kuliah. Metode ini digunakan untuk mencari luasan energi yang tidak terpenuhi pada tiap jam selama satu tahun berdasarkan Gambar 4.1



Gambar 4.1 Grafik Kurva Beban

Sehingga di cari *energy curtailed* dengan kondisi kapasitas dan individual probability yang ditunjukkan sebagian pada Tabel 4.6 (Untuk lebih lengkap terdapat pada lampiran A). Pada Tabel 4.6 juga telah dilakukan

penjumlahan individual probability apabila memiliki kapasitas pembangkitan yang sama.

Tabel 4.6 Kapasitas Pembangkit dan Indiv. Probability

Kapasitas Pembangkit	Indiv. Probability
2219.05	0.36726959
2199.05	0.06540075
2179.05	0.00218649
2119.05	0.03564172
2106.6	0.19510376
2099.05	0.00636031
2086.6	0.03488621
2079.05	0.00020251
2066.6	0.00113673
2030.05	0.01112796
2019.05	0.07764201
2010.05	0.00202811
2006.6	0.01890523
1999.05	0.01382263
1994.15	0.04354941
1990.05	0.00006323
1986.6	0.00337570
1979.05	0.00044115
1974.15	0.00776275
1966.6	0.00010678

Sehingga total EENS pada perhitungan manual sebesar 291650.4 Mwh/tahun. Dengan total Energi sebesar 14111264.8 Mwh/tahun, maka EENS pada Subsistem 150kV Krian-Gresik sebesar 2.066%. Terdapat

selisih antara perhitungan manual dan metode pada tugas akhir ini yakni sebesar $2.368\% - 2.066\% = 0.302\%$.

4.5 Analisa Sensitivitas EENS Terhadap Laju Kegagalan

Sebelum melakukan analisa terhadap sensitivitas EENS, terlebih dahulu di hitung laju kegagalan pada setiap unit pembangkit sesuai dengan penjelasan pada subbab (2.4). Sehingga didapatkan nilai laju kegagalan per tahun untuk setiap unit pembangkit berdasarkan Tabel 4.7.

Tabel 4.7 Laju Kegagalan Pada Setiap Unit Pembangkit

Pembangkit	Availability	Repair Rate	Failure Rate
GRESIK511	0.92	0.094340	0.008203
GRESIK512	0.91	0.113208	0.011196
GRESIK513	0.91	0.113208	0.011196
GRESIK731	0.95	0.075472	0.003972
GRESIK732	0.91	0.094340	0.009330
GRESIKU51	0.99	0.018868	0.000191
GRESIKU52	0.92	0.113208	0.009844
GRESIKU53	0.89	0.113208	0.013992
GRESIKU54	0.92	0.094340	0.008203
GRESIK510	0.99	0.018868	0.000191
GRESIKG51	0.88	0.132075	0.018010
GRESIKG52	0.96	0.018868	0.000786
GRESIK721	0.94	0.056604	0.003613
GRESIK722	0.99	0.113208	0.001144
GRESIK723	0.99	0.037736	0.000381
GRESIK733	0.99	0.018868	0.000191
GRESIK720	0.99	0.018868	0.000191
GRESIK730	0.99	0.018868	0.000191

Setelah diketahui laju kegagalan dari masing-masing unit pembangkit. Nilai sensitivitas EENS terhadap laju kegagalan dapat di analisa dengan Persamaan (2.52), untuk menyelesaikan Persamaan (2.52) dibutuhkan α_k (*availability*), B, A, λ_k (*failure rate*), dan μ_k (*repair rate*). Untuk A dan B dapat dihitung dengan Persamaan (2.48) dan Persamaan (2.49). Hasil perhitungan A dan B masing- ditunjukkan oleh Tabel 4.8.

Tabel 4.8 Hasil Perhitungan A dan B

Pembangkit	A	B
GRESIK511	275309.6	121991.2
GRESIK512	316433.3	80867.44
GRESIK513	316454.1	80846.69
GRESIK731	350390.1	46910.67
GRESIK732	316750	80550.77
GRESIKU51	387557.6	9743.211
GRESIKU52	331023	66277.76
GRESIKU53	309064.7	88236.07
GRESIKU54	268425.5	128875.3
GRESIK510	379967.6	17333.12
GRESIKG51	339621.6	57679.21
GRESIKG52	377798.7	19502.08
GRESIK721	341838.3	55462.44
GRESIK722	387534	9766.765
GRESIK723	387527.3	9773.472
GRESIK733	387569.7	9731.102
GRESIK720	380890.1	16410.68
GRESIK730	380929.5	16371.22

Pada Tabel 4.8, A menunjukkan besarnya pengaruh pemadaman unit pembangkit lain ketika unit pembangkit tersebut selalu dalam keadaan *up state*. Dan sebaliknya B menunjukkan besarnya pengaruh pemadaman unit pembangkit lain ketika unit pembangkit tersebut selalu dalam keadaan *down state*. Sehingga bila A dan B dijumlahkan untuk masing-masing komponen, akan didapatkan EENS pada subsistem 150kV Krian-Gresik.

Setelah nilai A dan B didapatkan, kemudian dilakukan perhitungan untuk mencari nilai sensitivitas EENS terhadap laju kegagalan dengan menggunakan Persamaan (2.52), sehingga didapatkan hasil perhitungan seperti pada Tabel 4.9 pada masing-masing unit pembangkit.

Tabel 4.9 Sensitivitas EENS Terhadap Laju Kegagalan

Unit Pembangkit	Failure rate	Sensitivitas
GRESIK511	0.008203	-157.0262
GRESIK512	0.011196	-196.7050
GRESIK513	0.011196	-196.7396
GRESIK731	0.003972	-414.2740
GRESIK732	0.009330	-236.6806
GRESIKU51	0.000191	-2240.3167
GRESIKU52	0.009844	-225.9557
GRESIKU53	0.013992	-176.3820
GRESIKU54	0.008203	-142.9250
GRESIK510	0.000191	-2150.3053
GRESIKG51	0.018010	-188.7129
GRESIKG52	0.000786	-1997.8315
GRESIK721	0.003613	-510.3182
GRESIK722	0.001144	-373.3461
GRESIK723	0.000381	-1120.0083
GRESIK733	0.000191	-2240.4603
GRESIK720	0.000191	-2161.2449
GRESIK730	0.000191	-2161.7128

Berdasarkan Tabel 4.9 dapat dilihat bahwa unit pembangkit GRESIKU54 memiliki nilai sensitivitas yang paling besar. Sehingga pemadaman dari unit pembangkit GRESIKU54 akan memiliki dampak yang cukup besar pada EENS subsistem 150kV Krian-Gresik.

4.6 Cara Meningkatkan Keandalan Sistem

Berdasarkan pada dasar teori keandalan sistem dipengaruhi oleh *availability*, *failure rate* dan *repair rate* dari masing-masing unit pembangkit dan ketersediaan cadangan daya dalam sistem. Untuk itu dalam upaya meningkatkan keandalan sistem dapat dilakukan dengan cara memperkecil nilai EENS pada sistem. Besarnya nilai EENS pada subsistem 150kV Krian-Gresik dapat diperkecil dengan cara interkoneksi terhadap subsistem Ngimbang dan subsistem Paiton-Grati.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil yang didapatkan dari simulasi dan analisis pada Tugas Akhir ini, dapat diambil kesimpulan bahwa:

1. Pada subsistem Krian-Gresik memiliki total beban sebesar 1915.28 MW dengan total kapasitas pembangkit 2219 MW.
2. Semakin besar laju kegagalan dari suatu unit pembangkit, maka keandalan dari unit tersebut menurun. Hal tersebut bisa dilihat pada Tabel 4.7 apabila semakin tinggi laju kegagalan maka ketersediaan (*availability*) unit pembangkit akan menurun.
3. Subsistem Krian-Gresik memiliki potensi EENS sebesar 397300.8 MWh/tahun. Dengan total kebutuhan energi sebesar $1915.28 \times 8760 = 16777853$ MWh/tahun. Sehingga EENS untuk subsistem Krian-Gresik bila dinyatakan dalam persen sebesar 2.368%.
4. Unit pembangkit GRESIKU54 memiliki nilai sensitivitas yang paling besar. Hal tersebut menunjukkan bahwa tidak selalu unit pembangkit dengan laju kegagalan paling tinggi akan memiliki sensitivitas yang paling tinggi juga, sehingga untuk mengetahuinya perlu dilakukan perhitungan dengan metode yang digunakan pada Tugas Akhir ini.

5.2 Saran

Adapun saran dari penulis adalah sebagai berikut:

1. Sebaiknya dilakukan pemeliharaan yang rutin dan pengecekan berkala, agar unit pembangkit tidak mengalami peningkatan nilai laju kegagalan yang cukup besar di waktu yang akan mendatang.
2. Diperlukan pembuatan program untuk perhitungan untuk mencari nilai DNS dari setiap *state*, sehingga membuat waktu perhitungan lebih efisien.

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR PUSTAKA

- [1] R. Billinton dan R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems Second Edition*, New York and London: Plenum Press, 1996.
- [2] IEEE Standards Association, *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*, New York, USA, 2012.
- [3] R. Oktavian, *Analisa Keandalan Sistem Transmisi 150kV Wilayah Bali dengan Metode Monte Carlo*, Surabaya: *Tugas Akhir Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember*, 2017.
- [4] H. Saadat, *Power System Analysis*, New York: McGraw-Hill, 1999.
- [5] A. Taradini, *Dynamic Optimal Power Flow Arus Searah Mempertimbangkan Cadangan Berputar dan Pelepasan Beban Menggunakan Quadratic Programming*, Surabaya: *Tugas Akhir Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember*, 2015.
- [6] J. Carpentier, *Optimal Power Flows*, Paris: IPC Business Press, 1979.
- [7] A. J. Wood, *Power Generation, Operation, and Control*, New York: John Wiley & Sons, 1996.
- [8] T. X. Zhu, "A New Methodology of Analytical Formula Deduction and Sensitivity Analysis of EENS in Bulk Power System Reliability Assessment," *IEEE*, vol. PSCE 2006, pp. 825-831, 2006.
- [9] PT PLN (Persero) P2B, *Rencana Operasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali Tahun 2017*, Cinere 16514 - Jakarta Selatan, 2016.

Halaman ini sengaja dikosongkan

LAMPIRAN A

A1. Perhitungan EENS

No	Pgen	DNS	<i>Indiv. Probability</i>	Sigma	<i>State Daya</i>
1	1915.30	0.00	0.36722259	0.0000000001	2219.05
2	1915.30	0.00	0.05007581	0.0000000013	2199.05
3	1819.00	96.23	0.04538706	4.3675969719	2019.05
4	1906.60	8.68	0.03661872	0.3178504714	2106.6
5	1906.60	8.68	0.03631872	0.3152464714	2106.6
6	1906.60	8.68	0.03631872	0.3152464714	2106.6
7	1819.00	96.23	0.03193240	3.0728547865	2019.05
8	1915.30	0.00	0.03193240	0.0000000000	2119.05
9	1906.60	8.68	0.03193240	0.2771732261	2106.6
10	1906.60	8.68	0.02343974	0.2034569426	2106.6
11	1906.60	8.68	0.01932750	0.1677627421	2106.6
12	1915.30	0.00	0.01532494	0.0000000004	2199.05
13	1799.00	116.23	0.00618914	0.7193643015	1999.05
14	1886.60	28.68	0.00495255	0.1420392040	2086.6
15	1886.60	28.68	0.00495255	0.1420392040	2086.6
16	1886.60	28.68	0.00495255	0.1420392040	2086.6
17	1706.60	208.68	0.00448883	0.9367291077	1906.6
18	1706.60	208.68	0.00448883	0.9367291077	1906.6
19	1706.60	208.68	0.00448883	0.9367291077	1906.6
20	1799.00	116.23	0.00435442	0.5061140145	1999.05
21	1699.00	216.23	0.00435442	0.9415558234	2099.05
22	1886.60	28.68	0.00435442	0.1248847108	2086.6
23	1630.00	285.23	0.00394670	1.1257175375	1819.05
24	1719.00	196.23	0.00394670	0.7744611450	1919.05
25	1706.60	208.68	0.00394670	0.8235975729	1906.6

A1. Perhitungan EENS (lanjutan)

No	Pgen	DNS	<i>Indiv. Probability</i>	Sigma	<i>State Daya</i>
26	1906.60	8.68	0.00370932	0.0321968899	2106.6
27	1915.30	0.00	0.00370932	0.0000000000	2119.05
28	1830.10	85.23	0.00370932	0.3161452680	2030.05
29	1830.10	85.23	0.00370932	0.3161452680	2030.05
30	1906.60	8.68	0.00370932	0.0321968899	2106.6
31	1906.60	8.68	0.00370932	0.0321968899	2106.6
32	1830.10	85.23	0.00370932	0.3161452680	2030.05
33	1794.10	121.13	0.00359196	0.4350942495	1994.15
34	1794.10	121.13	0.00359196	0.4350942495	1994.15
35	1794.10	121.13	0.00359196	0.4350942495	1994.15
36	1886.60	28.68	0.00339633	0.0974066920	2086.6
37	1706.60	208.68	0.00335815	0.7007786133	1906.6
38	1806.60	108.68	0.00315815	0.3432276750	2006.6
39	1706.60	208.68	0.00315815	0.6590426133	1906.6
40	1806.60	108.68	0.00315815	0.3432276750	2006.6
41	1794.10	121.13	0.00315815	0.3825466348	1994.15
42	1794.10	121.13	0.00315815	0.3825466348	1994.15
43	1706.60	208.68	0.00315815	0.6590426133	1906.6
44	1806.60	108.68	0.00315815	0.3432276750	2006.6
45	1794.10	121.13	0.00315815	0.3825466348	1994.15
46	1706.60	208.68	0.00289705	0.6045556652	1906.6
47	1719.00	196.23	0.00277673	0.5448778016	1919.05
48	1706.60	208.68	0.00277673	0.5794480948	1906.6
49	1806.60	108.68	0.00277673	0.3017750572	2006.6
50	1886.60	28.68	0.00263557	0.0755881144	2086.6
51	1706.60	208.68	0.00238879	0.4984932678	1906.6
52	1794.10	121.13	0.00231822	0.2808055085	1994.15

A1. Perhitungan EENS (lanjutan)

No	Pgen	DNS	<i>Indiv. Probability</i>	Sigma	<i>State Daya</i>
53	1794.10	121.13	0.00231822	0.2808055085	1994.15
54	1794.10	121.13	0.00231822	0.2808055085	1994.15
55	1915.30	0.00	0.00218649	0.0000000000	2179.05
56	1706.60	208.68	0.00203824	0.4253395589	1906.6
57	1806.60	108.68	0.00203824	0.2215157335	2006.6
58	1794.10	121.13	0.00203824	0.2468917998	1994.15
59	1794.10	121.13	0.00191151	0.2315413842	1994.15
60	1794.10	121.13	0.00191151	0.2315413842	1994.15
61	1794.10	121.13	0.00191151	0.2315413842	1994.15
62	1799.00	116.23	0.00189113	0.2198057588	1999.05
63	1794.10	121.13	0.00168065	0.2035774489	1994.15
64	1806.60	108.68	0.00168065	0.1826533241	2006.6
65	1706.60	208.68	0.00168065	0.3507185837	1906.6
66	1886.60	28.68	0.00151328	0.0434008679	2086.6
67	1886.60	28.68	0.00151328	0.0434008679	2086.6
68	1886.60	28.68	0.00151328	0.0434008679	2086.6
69	1799.00	116.23	0.00133052	0.1546459489	1999.05
70	1899.00	16.23	0.00133052	0.0215942850	2099.05
71	1886.60	28.68	0.00133052	0.0381592172	2086.6
72	1794.10	121.13	0.00123367	0.1494345104	1994.15
73	1886.60	28.68	0.00097666	0.0280104892	2086.6
74	1886.60	28.68	0.00080531	0.0230963683	2086.6
75	1686.60	228.68	0.00061211	0.1399780519	1886.6
76	1686.60	228.68	0.00061211	0.1399780519	1886.6
77	1686.60	228.68	0.00061211	0.1399780519	1886.6
78	1610.10	305.23	0.00058819	0.1795321670	1799.05
79	1699.00	216.23	0.00058819	0.1271835681	1899.05

A1. Perhitungan EENS (lanjutan)

No	Pgen	DNS	<i>Indiv. Probability</i>	Sigma	<i>State Daya</i>
80	1686.60	228.68	0.00058819	0.1345064901	1886.6
81	1810.10	105.23	0.00053282	0.0560682532	2010.05
82	1886.60	28.68	0.00053282	0.0152811698	2086.6
83	1886.60	28.68	0.00052582	0.0150804098	2086.6
84	1810.00	105.23	0.00052582	0.0553316432	2010.05
85	1899.10	16.23	0.00052082	0.0084528476	2099.05
86	1641.00	274.23	0.00050582	0.1387099882	2010.05
87	1886.60	28.68	0.00050582	0.0145068098	2086.6
88	1774.10	141.13	0.00048981	0.0691272916	1974.15
89	1774.10	141.13	0.00048981	0.0691272916	1974.15
90	1774.10	141.13	0.00048981	0.0691272916	1974.15
91	1719.00	196.23	0.00045846	0.0899626583	1919.05
92	1630.00	285.23	0.00045846	0.1307651685	1830.05
93	1630.00	285.23	0.00045846	0.1307651685	1830.05
94	1706.60	208.68	0.00045846	0.0956704251	1906.6
95	1630.00	285.23	0.00045846	0.1307651685	1830.05
96	1706.60	208.68	0.00045846	0.0956704251	1906.6
97	1706.60	208.68	0.00045846	0.0956704251	1906.6
98	1594.10	321.13	0.00044495	0.1428868737	1794.15
99	1594.10	321.13	0.00044395	0.1425657437	1794.15
100	1594.10	321.13	0.00044395	0.1425657437	1794.15
101	1686.60	228.68	0.00043466	0.0993973019	1886.6
102	1786.60	128.68	0.00043466	0.0559316285	1986.6
103	1686.60	228.68	0.00043466	0.0993973019	1886.6
104	1786.60	128.68	0.00043466	0.0559316285	1986.6
105	1774.10	141.13	0.00043266	0.0610608449	1974.15
106	1774.10	141.13	0.00043266	0.0610608449	1974.15

A1. Perhitungan EENS (lanjutan)

No	Pgen	DNS	<i>Indiv. Probability</i>	Sigma	<i>State Daya</i>
107	1686.60	228.68	0.00043266	0.0989399419	1886.6
108	1786.60	128.68	0.00043266	0.0556742685	1986.6
109	1774.10	141.13	0.00043266	0.0610608449	1974.15
110	1686.60	228.68	0.00039805	0.0910264848	1886.6
111	1497.60	417.68	0.00039833	0.1663757566	1706.6
112	1606.60	308.68	0.00039033	0.1204880120	1806.6
113	1517.60	397.68	0.00039033	0.1552276552	1706.6
114	1606.60	308.68	0.00039033	0.1204880120	1806.6
115	1594.10	321.13	0.00039033	0.1253476587	1794.15
116	1594.10	321.13	0.00039033	0.1253476587	1794.15
117	1606.60	308.68	0.00039033	0.1204880120	1806.6
118	1594.10	321.13	0.00039033	0.1253476587	1794.15
119	1497.60	417.68	0.00039033	0.1630343166	1706.6
120	1699.00	216.23	0.00037865	0.0818744194	1899.05
:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:
950	1681.7	233.58	0.00001246	0.00291040	1881.7
951	1681.7	233.58	0.00001246	0.00291040	1881.7
952	1681.7	233.58	0.00001246	0.00291040	1881.7
953	1605.1	310.13	0.00001246	0.00386453	1805.15
954	1694.1	221.13	0.00001246	0.00241356	1894.15
955	1569.2	346.03	0.00001207	0.00417658	1769.25
956	1569.2	346.03	0.00001207	0.00417658	1769.25
957	1569.2	346.03	0.00001207	0.00417658	1769.25
958	1574.1	341.13	0.00001194	0.00407154	1774.15
959	1574.1	341.13	0.00001194	0.00407154	1774.15
960	1574.1	341.13	0.00001194	0.00407154	1774.15

A1. Perhitungan EENS (lanjutan)

No	Pgen	DNS	<i>Indiv. Probability</i>	Sigma	<i>State Daya</i>
961	1666.6	248.68	0.00001158	0.00287971	1866.6
962	1766.6	148.68	0.00001158	0.00172171	1966.6
963	1754.2	161.13	0.00001158	0.00186588	1954.15
964	1586.6	328.68	0.00001144	0.00376009	1786.6
965	1586.6	328.68	0.00001144	0.00376009	1786.6
966	1574.2	341.13	0.00001144	0.00390252	1774.15
967	1674.1	241.13	0.00001144	0.00275852	1874.15
968	1574.2	341.13	0.00001144	0.00390252	1774.15
969	1674.1	241.13	0.00001144	0.00275852	1874.15
970	1586.6	328.68	0.00001144	0.00376009	1786.6
971	1574.2	341.13	0.00001144	0.00390252	1774.15
972	1674.1	241.13	0.00001144	0.00275852	1874.15
973	1754.2	161.13	0.00001086	0.00174987	1954.15
974	1754.2	161.13	0.00001086	0.00174987	1954.15
975	1754.2	161.13	0.00001086	0.00174987	1954.15
976	1581.7	333.58	0.00001061	0.00353928	1781.7
977	1581.7	333.58	0.00001061	0.00353928	1781.7
978	1569.2	346.03	0.00001061	0.00367137	1769.25
979	1481.7	433.58	0.00001061	0.00460028	1681.7
980	1481.7	433.58	0.00001061	0.00460028	1681.7
981	1481.7	433.58	0.00001061	0.00460028	1681.7
982	1581.7	333.58	0.00001061	0.00353928	1781.7
983	1569.2	346.03	0.00001061	0.00367137	1769.25
984	1569.2	346.03	0.00001061	0.00367137	1769.25
985	1497.6	417.68	0.00001050	0.00438564	1686.6
986	1586.6	328.68	0.00001050	0.00345114	1786.6
987	1574.1	341.13	0.00001050	0.00358186	1774.15

A1. Perhitungan EENS (lanjutan)

No	Pgen	DNS	<i>Indiv. Probability</i>	Sigma	<i>State Daya</i>
988	1586.6	328.68	0.00001006	0.00330652	1786.6
989	1786.6	128.68	0.00000987	0.00127007	1986.6
990	1697.6	217.68	0.00000987	0.00214850	1897.6
Total penjumlahan dari seluruh state (Sigma)				45.35397 MW	
EENS				397300.8 MWh/tahun	

RIWAYAT HIDUP



Nama : Adibtyo Putro Gumilang
TTL : Jakarta, 26 Desember 1993
Jenis Kelamin : Laki-laki
Agama : Islam
Alamat Rumah : Perum. Lembah Nirmala 2
Cimanggis- Depok
E-mail : adibtyo@live.com

RIWAYAT PENDIDIKAN

- 2000 – 2006 : SDI PB Soedirman Jakarta
- 2006 – 2009 : SMP Negeri 49 Jakarta
- 2009 – 2012 : SMA Negeri 99 Jakarta
- 2012 – 2015 : Program Studi D3 T. Elektro – Institut Teknologi Sepuluh Nopember
- 2015 – sekarang : Departemen Teknik Elektro – Institut Teknologi Sepuluh Nopember

PENGALAMAN KERJA

- PT. Indonesia Power UBPOH Bali (Juli 2014)
- PT. Pertamina TBBM Semarang Group (Juli 2016)

Halaman ini sengaja dikosongkan